



TAMPEREEN  
AMMATTIKORKEAKOULU

# **PYSYVÄN SÄHKÖLIITTYMÄN JA AURIN- KOENERGIAJÄRJESTELMÄN HANKINTA- JA KÄYTTÖKUSTANNUSTEN VERTAILU**

Janne Breilin

Opinnäytetyö  
Helmikuu 2018

Sähkö- ja automaatiotekniikan koulutus  
Sähkövoimatekniikka



## TIIVISTELMÄ

Tampereen ammattikorkeakoulu  
Sähkö- ja automaatiotekniikan koulutus  
Sähkövoimatekniikka

BREILIN, JANNE:

Pysyvän sähköliittymän ja aurinkoenergiajärjestelmän hankinta- ja käyttökustannusten vertailu

Opinnäytetyö 47 sivua, joista liitteitä 6 sivua  
Helmikuu 2018

---

Suomessa on lukuisia loma-asuntoja, joissa ei ole lainkaan sähköä. Tämän opinnäytetyön tarkoituksena oli luoda julkaisu, jonka avulla voidaan arvioida pysyvän sähköliittymän ja aurinkoenergiajärjestelmän hankinta- ja käyttökustannuksia. Työssä selvitettiin saarella sijaitsevaan loma-asunnon sähköliittymän liittymähinnan ja aurinkoenergiajärjestelmän hankintahinnan muodostuminen sekä luotiin käyttökustannusten vertailu 15 vuoden ajalta.

Loma-asuntoon luotiin tasokuvat vanhoja pohjakuvia käyttäen. Uusien kuvien pohjilta määritettiin loma-asunnon sähkötehontarve ja arvioitiin päiväkohtainen kulutus. Sähkötehontarpeen perusteella mitoitettiin pysyvän sähköliittymän koko ja luotiin alustava suunnitelma sähköverkon toteuttamista varten. Arvioidun päiväkulutuksen avulla mitoitettiin kulutuksen kattava aurinkoenergiajärjestelmä korvaamaan sähköliittymän tarve.

Laskelmien pohjalta luotiin kustannusarvio sähköliittymälle ja aurinkosähköjärjestelmälle. Sähköliittymän kustannusarviossa huomattiin loma-asunnon käytön, sijainnin ja lähisaarien lukumäärän vaikuttavan huomattavasti liittymähintaan. Vertailujakson ajalta käyttökustannuksissa ei todettu suurta eroa järjestelmien välillä. Korkeasta liittymähinnasta johtuen aurinkopaneelijärjestelmän hyödyntämisen loma-asunnossa todettiin olevan huomattavasti kustannustehokkaampi vaihtoehto.

Toisin kuin sähköliittymän kohdalla, kuluttajalla on mahdollisuus vaikuttaa aurinkopaneelijärjestelmän hankintakustannuksiin. Jännitetasojen ja laitteiden valinnoilla on mahdollista pienentää järjestelmän hankintakustannuksia huomattavasti.

---

Asiasanat: sähköliittymä, aurinkoenergiajärjestelmä, loma-asunto, saari

## **ABSTRACT**

Tampereen ammattikorkeakoulu  
Tampere University of Applied Sciences  
Degree Programme in Electrical Engineering  
Electrical Power Engineering

**BREILIN, JANNE:**

Comparing Cost of Purchasing and Operating Permanent Electricity Supply, and a Solar Energy System.

Bachelor's thesis 47 pages, appendices 6 pages  
February 2018

---

There are numerous cottages in Finland without electricity. The purpose of this thesis was to create a publication, which serves as a facilitator to the purchase and operating costs of a permanent electricity supply and a solar energy system. The work was based on an estimate of installation charge and purchase price of a solar energy system for a holiday home located on an island. In addition, a 15-year comparison of operating costs was created.

The plans for the holiday home were created using old sketches. Using new plans, the electrical requirement of the holiday home was determined, and the daily consumption was estimated. Based on the electricity demand, the size of a permanent electrical connection was calculated and a preliminary plan for the implementation of the electricity grid was created. The estimated daily consumption calculations were used to measure the required capacity of the solar power system to replace the need for an electrical connection.

Based on the calculations, a cost estimate for an electrical connection and a solar power system was created. The installation charges for the fixed electricity supply were significantly impacted by the location and number of neighbouring cottages. There was no significant difference between the two systems during the reference period. Due to the high installation cost of the fixed electricity supply. The use of the solar power system in the holiday home was found to be a much more cost-effective option.

Unlike in the case of an electrical connection, consumers have the opportunity to influence the cost of acquiring a solar power system. The choice of voltage levels and equipment makes it possible to significantly reduce the cost of purchasing the system.

---

Key words: electricity connection, solar energy system, holiday home, island

## SISÄLLYS

1	JOHDANTO.....	6
2	KIINTEISTÖN KUORMITUS .....	7
3	SÄHKÖLIITTYMÄN HINTAAN VAIKUTTAVA SÄÄNTELY .....	9
3.1	Verkonhaltija ja liittymissopimusten hinnoittelu.....	9
3.1.1	Vyöhykehinnoittelu.....	9
3.1.2	Aluehinnoittelu ja tapauskohtainen hinnoittelu .....	10
4	AURINKOENERGIAN HYÖDYNTÄMINEN .....	11
4.1	Auringon säteily.....	11
4.2	Käyttö Suomessa.....	12
4.2.1	Aurinkosähkön hyödyntäminen vapaa-ajan asunnoissa.....	13
4.3	Aurinkopaneelin suuntaus.....	14
5	HUIPPUTEHON JA KULUTUKSEN MÄÄRITTÄMINEN .....	16
5.1	Huipputehon määrittäminen.....	16
5.2	Päiväkulutuksen arviointi .....	18
6	SÄHKÖVERKON SUUNNITTELU .....	20
6.1	Alueen ja potentiaalisten sähköliittymien määrittäminen.....	21
6.1.1	Yleiskaavoitus .....	22
6.2	Olemassa oleva verkko .....	23
6.3	Rakennettavan verkon suunnittelu .....	23
6.3.1	Suunnitelma 1 .....	24
6.3.2	Suunnitelma 2 .....	26
7	AURINKOENERGIAJÄRJESTELMÄN MITOITUS .....	28
7.1	Paneelien mitoitus ja sijoittelu .....	28
7.2	Akuston mitoitus.....	29
7.3	Lataussäätimen ja invertterin valinta .....	31
7.4	Kaapelin mitoitus .....	32
8	KUSTANNUSVERTAILU .....	34
8.1	Sähköliittymän hankintahinta .....	34
8.2	Aurinkosähköjärjestelmän hankintahinta.....	35
8.3	Käyttökustannusarvio 15 vuoden aikana .....	35
9	LOPPUPÄÄTELMÄT .....	38
	LÄHTEET.....	40
	LIITTEET .....	42

## LYHENTEET JA ERITYISSANASTO

Atsimuuttikulma	Horisontaalitason kulma, joka muodostuu tarkasteltavan ja verrattavan pisteen välille.
Aurinkovakio	Auringosta tulevan sähkömagneettisen säteilyn intensiteetin teoreettisen ylärajan maan pinnalla.
Intensiteetti	Suure, jolla ilmaistaan energian määrää aikayksikössä pinta-alayksikköä kohden.
Kiinteistö	Maa- tai vesialueen omistuksen yksikkö, johon kuuluvat kiinteistön omistajan omistamat rakennukset ja kiinteät laitteet.
Liittymispiste	Liittymissopimuksessa määritelty jakeluverkon ja liittyjän välinen piste.
Liittymä	Sähköverkonhaltijan ja liittyjän välistä rajapinta.
Pienjänniteverkko	Sähköverkko, joka on nimellisjännitteeltään pienempi kuin 0,4 kilovoltia.
$A$	Kaapelin poikkipinta-ala, $\text{mm}^2$
$A_h$	Osa-alueen pinta-ala, $\text{m}^2$
$C$	Kuormituksen tasauskerroin
$l$	kaapelin pituus, km
$P_{kk}$	Kojekuorma, kW
$P_{\max}$	Huipputeho, kW
$P_{\text{val}}$	Valaistuksen kokonaisteho, W
$p_{\text{val}}$	Valaistuskuorma, $\text{W}/\text{m}^2$
$U_v$	Vaihejännite, V
$\Delta u$	kaapelin jännitteenalenemaprosentti, %
$\rho$	kuparin sesistiivisyys, $0,0175 \text{ } \Omega\text{mm}^2/\text{m}$
kWp	Aurinkopaneelien nimellistehon yksikkö, kilowatt-peak.
Ah	Ampeeritunti

## 1 JOHDANTO

Suomessa on lukuisia loma-asuntoja, joissa ei ole lainkaan sähköä. Osa sähköttömyydestä voi johtua puhtaasti valinnasta, mutta etenkin Etelä-Suomen saaristo on niin rikkonainen, ettei pysyvän sähköliittymän hankkimista kiinteistölle pidetä järkevänä tai mahdollisena ratkaisuna. Pysyvän sähköliittymän hankkiminen voi tulla hyvin kalliiksi paikkaan, jossa olemassa olevaa sähköverkkoa ei ole saatavilla. Tästä syystä uusiutuvan energian hyödyntäminen on kasvanut huomattavasti. Uusiutuvalla energialla tuotetun sähkön käyttö on kasvanut, koska järjestelmien komponenttien hinnat ovat laskeneet kuluttajalle sopivalle tasolle. Myös pienet järjestelmät on mahdollista rakentaa itse, ilman sähköalan ammattilaista.

Tämän opinnäytetyön tarkoituksena on selvittää kokonaiskustannukset loma-asunnon pysyvän sähköliittymän ja aurinkosähköä hyödyntävän järjestelmän välillä sekä vertailla käyttökustannuksia 15 vuoden aikana. Työssä selvitetään myös sähköverkkoyhtiön osuus pysyvän sähköliittymän osalta ja luodaan alustava suunnitelma verkonrakentamiselle.

Loma-asunto sijaitsee pienessä saarella, jossa ei ole muita asuntoja. Saarelle on kuljettava veneellä, joten sen ympärivuotinen käyttö ei ole mahdollista. Loma-asunto on suurimman osan ajasta viikonloppukäytössä ja käyttö kohdistuu pääsääntöisesti huhtikuun ja syyskuun välille. Saaren sijainnista johtuen sähköliittymän hankkiminen oletettiin olevan niin kallista, että arvioitu sähköntarve katettaisiin aurinkoenergiajärjestelmällä. Työn tavoitteena on luoda suunnitelma, jossa loma-asunnon sähköntarve on ratkaistu ottaen huomioon taloudelliset näkökulmat.

Loma-asunto on kolmen perheen käytettävissä, joten järjestelmien mitoituksessa otettiin huomioon kaikkien perheiden tarpeet. Sähköistettäviä rakennuksia saarella on kolme: päärakennus, venevaja ja sauna. Päärakennus on jaettu neljään eri osa-alueeseen. Kahdelle perheelle on omat tilat, omilla sisäänkäynneillä ja kolmannen perheen käytettävissä on päärakennuksen yläkerta. Päärakennuksen alakerrassa on yhteinen olohuone ja keittiö. Venevajaan on rakennettu vierasmajoitus sekä varastotilaa. Erillinen saunarakennus on perheiden yhteisessä käytössä.

## 2 KIINTEISTÖN KUORMITUS

Kiinteistön kuormituksen määrittämisessä on otettava huomioon sähkötekniisten mää-  
räysten lisäksi taloudellisuus ja tulevaisuuden muutostarpeet. Kuormituksen määrittämi-  
sessä on myös hyvä ottaa huomioon rakennuksen käyttötarkoitus ja mahdolliset laiteva-  
linnat. Suunnitteluvaiheessa olevan rakennuksen tehontarpeen määrittäminen on usein  
haasteellista ja tehontarpeen määrittämisessä voidaan käyttää useaa eri tapaa. Aikaisempi  
kokemus suunnittelusta ja olemassa olevat laskentatavat helpottavat tehontarpeen suun-  
nittelua. Hyvin harvoin rakennuksissa on käytössä suurin teoreettinen teho, joten hyvä  
tapa rakennuksen tehontarpeen määrittämisessä on ottaa huomioon kuormitusten eriai-  
kaisuus rakennuksen eri osissa. Kuormituksen laskennassa eriaikaisuus otetaan huomioon  
käyttämällä sopivia tasauskertoimia. Tehon tarpeen liiallinen ylimitoitus ei ole taloudel-  
lisesti järkevää (Tiainen E. 2006. s 63).

Koko rakennuksen huipputehon tarve on haastavaa määrittää suoraan, joten huipputehon  
määrittäminen on hyvä jakaa osa-alueisiin. Omakotitalon ja etenkin loma-asunnon tehon  
määrittäminen on usein suoraviivaista. Yksinkertaisten rakennusten osa-alueiden keski-  
määräinen huipputeho voidaan laskea käyttämällä kaavaa 1.

$$P_{hmax} = p_{val} \cdot \frac{A_h}{1000} + P_{kk} , \quad (1)$$

jossa  $P_{hmax}$  on yhden osa-alueen huipputeho (kW),  $p_{val}$  on valaistuskuorma ( $W/m^2$ ),  
 $A_h$  on osa-alueen pinta-ala ( $m^2$ ) ja  $P_{kk}$  on kojekuorma (kW). (Tiainen E. 2015. s 15).

Valaistuskuorma voidaan määrittää myös usealla eri tavalla. Yksinkertaisin tapa on las-  
kea tehontarve valaisinluettelon perusteella. Valaisinluettelossa on usein ilmoitettu vain  
lampputyypin nimellistehot. Kaavan (1) hyödyntämistä varten on selvitettävä valais-  
tuskkuorman osuus. Lamppujen nimellistehojen avulla voidaan laskea valaistuskuorma  
käyttämällä kaavaa

$$p_{val} = \frac{P_{val}}{A_h} , \quad (2)$$

jossa  $p_{val}$  on valaistuskkuorma ( $W/m^2$ ),  $P_{val}$  on osa-alueen valaistuksen kokonaisteho (W) ja  $A_h$  on osa-alueen pinta-ala ( $m^2$ ). (Tiainen E. 2015. s 22).

Kojeiden ja laitteiden lopullinen sähkötehon tarve on hyvä määritellä tapauskohtaisesti. Alustavassa suunnittelussa omakotitalojen ja asuntojen kojekuorman voi laskea tiedossa olevien laitteiden kuormituksen perusteella tai käyttämällä sopivia tasauskertoimia. Tasauskertoimien avulla laitekuorma voidaan laskea käyttämällä kaavaa

$$P_{kk} = P_{laite} \cdot C(N_{laite}) , \quad (3)$$

jossa  $P_{kk}$  on osa-alueen laitekuorma (kW),  $P_{laite}$  on osa-alueen laitteiden kokonaisteho (kW) ja  $C(N_{laite})$  on laitteiden yhteinen tasauserroin.

Osa-alueiden huippukuormitusten määrittämisen jälkeen voidaan rakennuksen huipputeho laskea käyttämällä kaavaa

$$P_{max} = C(N_h) \cdot N_h \cdot P_{hmax} , \quad (4)$$

jossa  $P_{max}$  on rakennuksen huipputeho (kW),  $C(N_h)$  on tasauserroin osa-alueiden välillä,  $N_h$  on osa-alueiden lukumäärä ja  $P_{hmax}$  on yhden osa-alueen huipputeho (kW). (Tiainen E. 2015. s 17).

Kaikki sähkölaitteet ovat harvoin käytössä yhtä aikaa. Tasauskertoimen avulla voidaan arvioida sähkönkulutuksen yhtäaikaaisuutta. Tasauserroin voidaan arvioida tai laskea käyttämällä kaavaa

$$C(N_h) = C_{min} + (1 - C_{min}) \cdot \left( \frac{1}{\frac{1 + \log(N_h)}{\log(A_{hkesk})}} \right)^{3,5} \quad (5)$$

jossa  $C(N_h)$  on tasauserroin osa-alueiden välillä,  $C_{min}$  on minimitasauskerroin,  $N_h$  osa-alueiden lukumäärä ja  $A_{hkesk}$  on osa-alueiden keskimääräinen pinta-ala ( $m^2$ ). (Tiainen E. 2015. s 17).



### 3 SÄHKÖLIITTYMÄN HINTAAN VAIKUTTAVA SÄÄNTELY

Suomessa energia-alan sääntelystä vastaa työ- ja elinkeinoministeriö. Sähkönjakelua valvova viranomainen on Energiavirasto, joka toimii työ- ja elinkeinoministeriön asiantuntijavirastona. Energiavirasto valvoo sähkömarkkinalain toteutumista ja toimintaa. Energiavirasto valvoo verkkoyhtiöiden toimintaa taloudellisesta ja teknisestä näkökulmasta. Virasto on asettanut verkkoyhtiöille tuoton ylärajan ja verkon ylläpitoon ja kehittämisen edellytykset. Asetuksilla varmistetaan käyttäjälle kohtuulliset hinnat ja laadukas energiatoimitus. (Energiateollisuus).

#### 3.1 Verkonhaltija ja liittymissopimusten hinnoittelu

Sähkömarkkinalain (588/2013. 4§) mukaan sähköverkkotoiminta on Suomessa luvanvaraista toimintaa, eikä sitä saa harjoittaa Suomessa sijaitsevassa sähköverkossa ilman Energiamarkkinaviraston myöntämää lupaa. Suomessa on noin 80 sähköverkkotoimintaa harjoittavaa sähköverkkoyhtiötä, joista suurimmat ovat Caruna Oy ja Elenia Oy (Energiateollisuus).

Jokainen sähköverkkoyhtiö on oman alueensa jakeluverkonhaltija. Jakeluverkonhaltijalla on velvollisuus ylläpitää ja siirtää sähköä omalla verkkoalueellaan. Haltijalla on myös yksinoikeus oman verkkoalueensa rakentamiseen ja kehittämiseen. Tästä johtuen liittyjä ei voi kilpailuttaa sähköverkkoyhtiöitä. (Energiateollisuus).

Energiavirasto on asettanut pienjänniteverkkoon liittyville liittymille neljä hinnoitteluperiaatetta: vyöhykehinnoittelu, aluehinnoittelu, teholiittymät ja tapauskohtainen hinnoittelu. Jokaisen sähköverkkoyhtiön on noudatettava Energiaviraston asettamaa hinnoitteluperiaatetta. (Menetelmät verkonhaltijan... 2011).

##### 3.1.1 Vyöhykehinnoittelu

Vyöhykehinnoittelun periaatteena on jakaa pienjänniteliittymät sijaintinsa perusteella eri vyöhykkeisiin. Olemassa olevan verkon alueella pääsääntöisesti noudatetaan vyöhykehinnoittelua. Vyöhykkeiden lukumäärää Energiavirasto ei aseta, joten jakeluverkkoyhtiöt

voivat määrittää vyöhykkeiden lukumäärät haluamallaan tavalla. (Menetelmät verkonhaltijan... 2011).

Energiavirasto on asettanut vyöhykehinnittelun etäisyyden ylärajan 600 metriin. Verkkoystävällisyydestä riippuen etäisyys voidaan laskea joko olemassa olevasta muuntamosta tai keskijännitelinjasta. Energiaviraston asettaman rajan sisällä jokainen liittynä kuuluu vyöhykehinnittelun alueeseen. (Menetelmät verkonhaltijan... 2011).

### **3.1.2 Aluehinnittelu ja tapauskohtainen hinnoittelu**

Aluehinnittelua käytetään, kun liittymä ei kuulu vyöhykehinnittelun piiriin. Aluehinnittelussa määritetään alue ja aluehinta. Aluehintaa muodostettaessa otetaan huomioon kaikki alueen mahdolliset sähköverkkoon liittyvät. Aluehinta määräytyy rakennettavan verkon toteutumiskustannusten ja mahdollisten liittymien osamäärästä. Lähtökohtaisesti aluehinta on voimassa 10 vuotta määrittämisestä lähtien. (Menetelmät verkonhaltijan... 2011).

Verkonhaltija voi halutessaan määrittää rakennuskynnyksen suuruuden, mutta Energiavirasto on asettanut rakennuskynnyksen ylärajaksi 60% kokonaisrakennuskustannuksista. Verkonhaltijan on aloitettava verkon rakentaminen alueelle, kun rakennuskynnys ylittyy. Liittymällä on mahdollisuus korotettuun liittymismaksuun, jos rakennuskynnys ei alueella täyty. Tällöin rakennuskynnyksen suuruutta vastaava osuus rakennuskustannuksista jaetaan liittymien kesken. (Menetelmät verkonhaltijan... 2011).

Tapauskohtaista hinnoittelua käytetään vain silloin, kun vyöhykehinnittelua tai aluehinnittelua ei voida soveltaa. Tapauskohtaisessa hinnoittelussa yksittäisen liittymän liittymismaksu määräytyy kokonaisuudessaan verkonrakennuskustannuksista. Verkonrakennuksen kustannuksia laskettaessa on otettava huomioon teknisten vaatimusten täyttyminen ja edullisin mahdollinen tapa rakentaa verkko liittymälle. Verkonhaltija voi tarvittaessa poiketa alkuperäisestä verkonrakennuksen suunnitelmasta, mutta liittymälle ilmoitettu liittymismaksu on sitova. Liittymishinta ei voi poiketa ilmoitetusta, vaikka verkonhaltijan toteutustapa poikkeaisi alkuperäisestä. (Menetelmät verkonhaltijan... 2011).

Tässä työssä käsiteltävät liittymät eivät täytä tehohinnittelun kriteerejä, joten teholiittymän hinnoitteluperiaatetta ei käsitelty.

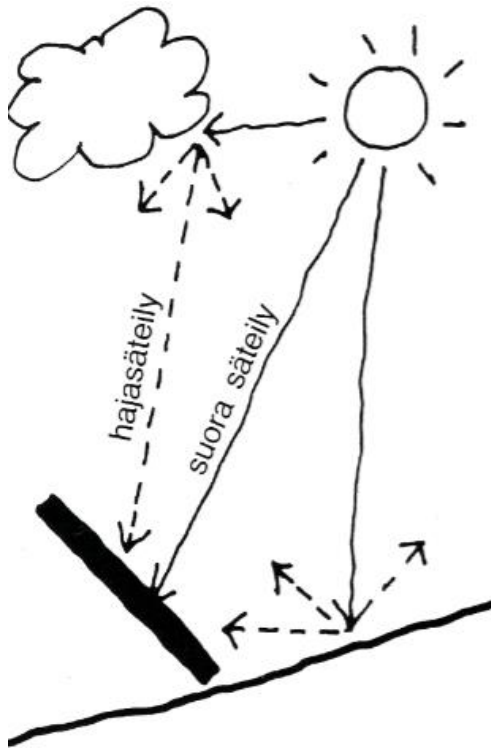
## 4 AURINKOENERGIAN HYÖDYNTÄMINEN

Aurinkosähkötekniikka mahdollistaa sellaisten kohteiden sähköistämisen, jossa sähköverkkoon liittyminen ei olisi mahdollista tai taloudellisesti kannattavaa. Aurinkosähkön hyödyntäminen riippuu sen käyttötarkoituksesta. Aurinkosähköjärjestelmä voi olla omavarainen tai sähköverkkoon kytketty. Yleisimpiä omavaraisia käyttökohteita ovat kaukana sähköverkosta olevat kesämökit, veneet ja asuntovaunut (Erat B. ym. 2008. s 116). Aurinkosähköä voidaan käyttää myös omakotiasumiseen, tällöin puhutaan sähköverkkoon kytketystä järjestelmästä.

Perinteisiin voimantuottomuotoihin verrattuna aurinkosähköjärjestelmän tuomat edut voivat olla ratkaiseva tekijä sähkön hankintamuotoa valittaessa. Aurinkosähköjärjestelmät ovat yksinkertaisia, pitkäikäisiä ja helposti laajennettavissa. Yksinkertaisuuden ja luotettavuuden ansiosta järjestelmä on nopea asentaa ja sillä on vähäinen huollon tarve. Aurinkosähköjärjestelmässä sähköntuotto on ympäristöystävällistä, koska sähkön tuottamisessa ei ole käytetty lainkaan polttoainetta. (Erat B. ym. 2008. s 118).

### 4.1 Auringon säteily

Aurinko säteilee tietyllä intensiteetillä, joka on noin  $73 \text{ MW/m}^2$ . Maan ilmakehän ulkorajalle tästä saapuu n.  $1367\text{--}1370 \text{ W/m}^2$ . Tätä arvoa kutsutaan aurinkovakioksi. Käytännössä tämä määrä säteilyä ei saavu maan pinnalle, vaan säteilyn intensiteetti on maan pinnalla noin  $1000 \text{ W/m}^2$  (Kuva 1). Tähän vaikuttavat ilmakehän olosuhteiden lisäksi myös maantieteellinen sijainti. Auringon säteilyn intensiteetti on korkein päiväntasaajalla, missä keskipäivällä aurinko paistaa lakipisteestä. (Lehto I ym. 2017).

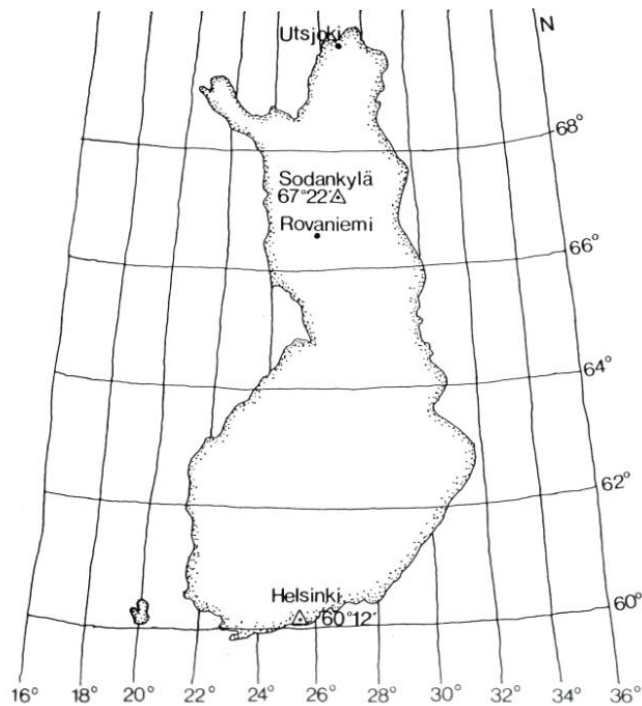


KUVA 1. Auringon säteilyenergian kulku (Erat B. ym. 2008. s 12).

Aurinkosähkösovelluksissa tarkastellaan useimmiten auringon vuotuista kokonaissäteilyä (Lehto I ym. 2017). Kokonaissäteilyn suuruuteen vaikuttaa suoran auringosta tulevan säteilyn lisäksi pilvistä, ilmakehästä ja maanpinnasta heijastama säteily. Heijastunutta säteilyä kutsutaan hajasaäteilyksi. Hajasaäteilyn intensiteetti ei ole niin korkea, kuin suoralla auringonsäteilyllä, mutta etenkin Suomessa hajasaäteilyn määrä kokonaissäteilystä on merkittävä.

## 4.2 Käyttö Suomessa

Aurinkosähköjärjestelmien hyödyntäminen on Suomessa nopeasti kasvava trendi. Suomen maantieteellinen sijainti mahdollistaa etenkin Etelä-Suomessa toimivan aurinkosähköjärjestelmän käytön. Suomi ulottuu etelä-pohjoissuunnassa leveysasteelta  $60^{\circ}\text{N}$  lähes leveysasteelle  $70^{\circ}\text{N}$  (Kuva 2).



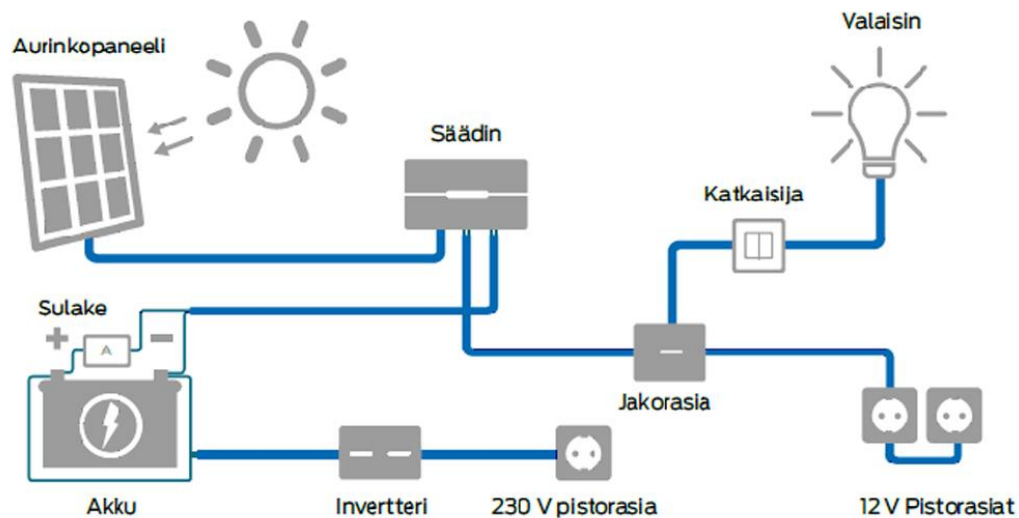
KUVA 2. Leveyspiirit Suomen karttaan merkittynä (Erat B. ym. 2008. s 22)

Suomen muodosta johtuen, säteilyn määrä vaihtelee suuresti. Etelä-Suomessa säteilyn määrä vuositasolla on noin 980 kWh/m<sup>2</sup>, Keski-Suomessa noin 900 kWh/ m<sup>2</sup> ja Pohjois-Suomessa noin 750 kWh/m<sup>2</sup> (Erat B. ym. 2008. s 22).

#### 4.2.1 Aurinkosähkön hyödyntäminen vapaa-ajan asunnoissa.

Tilastokeskuksen mukaan vuonna 2016 Suomessa oli 502 900 kesämökkiä (Tilastokeskus. 2016). Energia-asiantuntija Janne Käpylehdon (2016, s 33) mukaan kesämökeistä noin 80 000:lla sähköntuotanto on toteutettu muulla kuin sähköverkkoon liittymällä. Aurinkosähkön käyttö kesämökeillä on yksinkertainen tapa tuottaa sähköä haastavissakin ympäristöissä.

Aurinkosähköjärjestelmiä hyödyntävien vapaa-ajan asuntojen ensisijaisena tehonlähteenä toimii aurinkopaneelisto. Aurinkosähköjärjestelmän avulla voidaan joko syöttää tasasähkökuormia suoraan tai vaihtosähkökuormia invertterin kautta (Kuva 3). Invertteriä käyttämällä aurinkosähköjärjestelmällä on mahdollista tuottaa 230V:n vaihtosähköä.



KUVA 3. Pieni aurinkoenergiajärjestelmä (Aurinkoenergia - Virtaa auringosta 2017).

Aurinkosähköjärjestelmiin kuuluu säätöjärjestelmän lisäksi yleensä akusto. Akusto muodostaa energiavaraston, johon päivällä tuotettu energia varastoidaan pimeän ajan tarpeeseen. Se osa tehontarpeesta, jota ei voida tai ei ole taloudellisesti kannattavaa tyydyttää aurinkoenergialla, tuotetaan varavoimalähteellä. Tällaisia järjestelmiä kutsutaan hybridi-järjestelmiksi. (Erat B. ym. 2008. s 116).

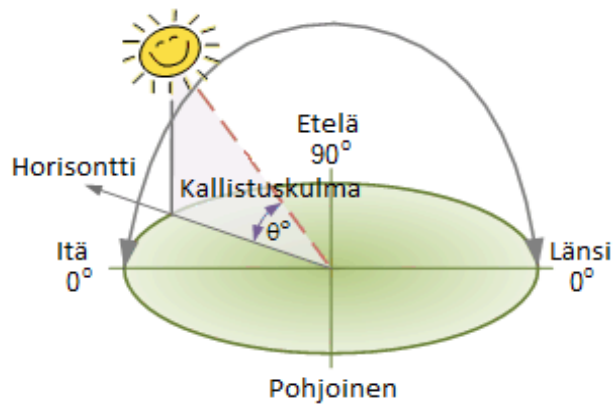
### 4.3 Aurinkopaneelin suuntaus

Aurinkopaneeliin osuvaan säteilyyn vaikuttaa maahan tulevan säteilyn voimakkuuden lisäksi myös paneelin suuntaus. Aurinkopaneelin sijainti, kallistuskulma ja suuntaus vaikuttavat oleellisesti paneelin toimintaan.

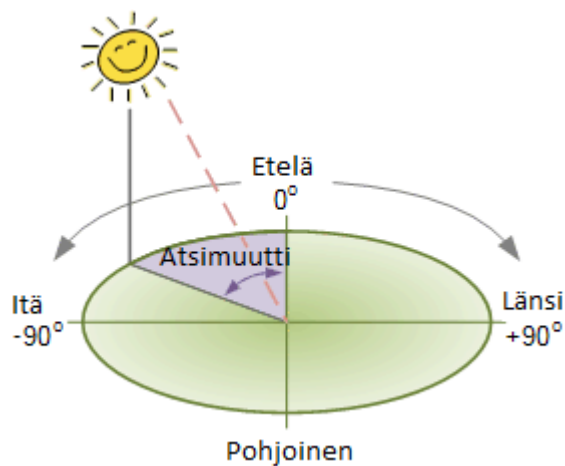
Aurinkopaneelit tulee sijoittaa paikkaan, jossa koko paneeli tai paneelisto saa tasaisesti säteilyä. Mitä korkeammalla ja kauempana lähimmästä varjoa tuottavasta esteestä aurinkopaneelit sijaitsevat, sitä enemmän ne tuottavat energiaa. (Erat B. ym. 2008. s 15).

Paneelien kallistuskulma on otettava huomioon asennuksen suunnittelussa, koska aurin gon korkeus vaihtelee vuodenajasta riippuen. Myös leveysaste (latitudi) vaikuttaa aurin gon korkeuteen. Paras kallistuskulma on sama kuin sijainnin leveysaste. Aurinkopaneelijärjestelmästä saadaan paras mahdollinen teho, kun säteily osuu paneelin pintaan kohtisuoraan. (Erat B. ym. 2008. s 15).

Aurinkopaneelin suuntauksessa on otettava huomioon paneelin kallistuskulma ja atsimuuttikulma. Kallistuskulma on vaakatason ja paneelin välinen kulma (Kuva 4). Atsimuuttikulma, poikkeama etelästä, ilmoitetaan aurinkosähköjärjestelmissä suuntauskulmana (Kuva 5).



KUVA 4. Kallistuskulma. (Alternative energy tutorials. 2017, muokattu).



KUVA 5. Atsimuuttikulma. (Alternative energy tutorials. 2017, muokattu).

Lähtökohtaisesti kiinteästi asennettavat paneelit suunnataan etelään, kohti päiväntasaajaa. Paneelien suuntauksessa voidaan myös hyödyntää kuormitushuipun ajankohtaa. Paneelit on hyvä suunnata itään, jos järjestelmän kuormitushuippu on aamulla ja kuormitushuipun ollessa illalla, paneelit on hyvä suunnata länteen. (Erat B. ym. 2008. s 15). Kuormitushuipun mukaan paneelien suuntaamisella heikennetään päivän kokoanistuotantoa, mutta mahdollisesta järjestelmän käyttö kulutuspiikin aikana.

## 5 HUIPPUTEHON JA KULUTUKSEN MÄÄRITTÄMINEN

Ennen kiinteistön huipputehon ja kulutuksen määrittämistä, päivitettiin alkuperäiset pohjakuvat sähköiseen muotoon. Pohjakuvien avulla luotiin tasokuvat sähköistettävistä rakennuksista (Liite 1). Tasokuvissa otettiin huomioon arvioitu sähköntarpeen määrä ja huonekalujen sijoittelu. Myös valaisimien sijoittelussa otettiin huomioon huonekalujen sijainti.

### 5.1 Huipputehon määrittäminen

Sähköliittymän kokoa ja aurinkosähköjärjestelmän mitoitusta varten rakennukset jaettiin sopiviin osa-alueisiin. Osa-alueiden perusteella saatiin määritettyä huipputehot ja kokonaistehontarve. Osa-alueet jaettiin mahdollisimman selkeällä tavalla. Jokaisen perheen käytössä oleva tila määritettiin omaksi osa-alueeksi. Yhteisessä käytössä olevat tilat jaettiin kaikki omiin alueisiin. Osa-alueiksi valittiin sauna, venevaja, keittiö, alakerta, yläkerta sekä molemmat erillisillä sisäänkäynneillä varustetut huoneet.

Osa-alueiden sähköpisteiden määrä pyrittiin pitämään kaikissa lähes samoina, jotta huipputehojen mitoitusta voidaan pitää luotettavana. Eri osa-alueiden huipputehon määrittämistä varten laskettiin valaistuskuormat kaavan (2) avulla. Valaisimien tehot luettiin valaisinluettelosta (Liite 2) ja tulokset kirjattiin taulukkoon 1.

Esimerkkilaskuna päärakennuksen alakerran valaistustehokkuuden laskenta

$$p_{val\ alak} = \frac{24\text{ W} + 33\text{ W} + 2 \cdot 7,4\text{ W}}{16,7\text{ m}^2} = 4,3\text{ W/m}^2 \quad (2)$$



TAULUKKO 1. Valaistuskuormat osa-alueittain.

Valaistuskuorma			
Osa-alueet	$P_{val}$ (W)	$A_h$ (m <sup>2</sup> )	$p_{val}$ (W/m <sup>2</sup> )
Keittiö	75,0	4,3	17,4
Alakerta	71,8	16,7	4,3
Yläkerta	90,0	19,2	4,7
Makuutila 1	56,8	11,5	4,9
Makuutila 2	54,8	11,9	4,6
Venevaja	65,8	25,8	2,5
Sauna	62,8	7,0	9,0

Valaistuskuorman määrittämisen jälkeen määritettiin kojekuormat kaikille osa-alueille. Kojekuormien laskennassa otettiin huomioon pistorasioille suunniteltu maksimiteho 3680 W. Keittiön ja saunan osalta otettiin huomioon lisäksi lisälaitteiden sähköntehot. Keittiössä oletettiin jääkaapin olevan teholtaan 80 W ja pakastimen 160 W. Saunassa käytettävän pumpun tehoksi oletettiin 775 W. Laitekohtaiseksi tasauskertoimeksi valittiin 0,5. Lasketut kojekuormat kirjattiin taulukkoon 2.

Esimerkkilaskuna päärakennuksen alakerran kojekuorman laskenta

$$P_{kk\ alak} = 3680 \text{ W} \cdot 0,5 = 1840 \text{ W} \approx 1,8 \text{ kW} \quad (3)$$

TAULUKKO 2. Kojekuormat osa-alueittain.

Kojekuorma		
Osa-alueet	$C(N_{laite})$	$P_{kk}$ (kW)
Keittiö	0,5	2,0
Alakerta	0,5	1,8
Yläkerta	0,5	1,8
Makuutila 1	0,5	1,8
Makuutila 2	0,5	1,8
Venevaja	0,5	1,8
Sauna	0,5	2,2

Osa-alueiden huipputehot saatiin laskettua käyttämällä kaavaa (1). Taulukoista 1 ja 2 voitiin lukea valaistus- ja kojekuormat kaikille osa-alueille. Osa-alueiden lasketut huipputehot kirjattiin taulukkoon 3.

Esimerkkilaskuna päärakennuksen alakerran huipputehon laskenta

$$P_{alak\ max} = 4,3\ \text{W/m}^2 \cdot \frac{16,7\ \text{m}^2}{1000} + 1,8\ \text{kW} = 1,9\ \text{kW} \quad (1)$$

TAULUKKO 3. Osa-alueiden huipputehot.

Huipputehot				
Osa-alueet	$P_{vai}\ (\text{W/m}^2)$	$A_h\ (\text{m}^2)$	$P_{kk}\ (\text{kW})$	$P_{max}\ (\text{kW})$
Keittiö	17,4	4,3	2,0	2,04
Alakerta	4,3	16,7	1,8	1,91
Yläkerta	4,7	19,2	1,8	1,93
Makuutila 1	4,9	11,5	1,8	1,90
Makuutila 2	4,6	11,9	1,8	1,89
Venevaja	2,5	25,8	1,8	1,91
Sauna	9,0	7,0	2,2	2,29
Summa				13,86

Kiinteistön kokonaishuipputehon laskemista varten määritettiin tasauserroin kaavalla (5).

$$C(N_h) = 0,3 + (1 - 0,3) \cdot \left( \frac{1}{\frac{1 + \log(7)}{\log(13,8)}} \right)^{3,5} = 0,4 \quad (5)$$

Tasauskertoimeksi saatiin 0,4. Tasauskertoimen ja eri osa-alueiden laskettujen huipputehojen avulla voitiin määrittää kiinteistön kokonaistehontarve kaavalla (4). Koska kaikille osa-alueille laskettiin omat huipputehonsa taulukkoon 3, voitiin kaavaa (4) sieventää yksinkertaisempaan muotoon.

$$P_{max} = 0,4 \cdot 13,8\ \text{kW} = 5,5\ \text{kW} \quad (4)$$

Kokonaistehontarve kiinteistölle on 5,5 kW. Kokonaistehontarpeen avulla mitoitetaan liittymän pääsulakkeet ja aurinkoenergiajärjestelmä.

## 5.2 Päiväkulutuksen arviointi

Kulutuksen suuruus on yksinkertaisin arvioida laskemalla yhden päivän kulutus. Päiväkulutusta arvioidessa on hyvä miettiä pimeimpänä aikana käytettäviä laitteita ja niiden käyttöaikaa. Taulukkoon 4 kirjattiin päivän aikana käytettäviä sähkölaitteita, laitteiden

tehoja ja arvoituja käyttöaikoja. Laitteiden tehojen ja käyttöajan perusteella saatiin laskettua laitekohtainen päiväkulutus.

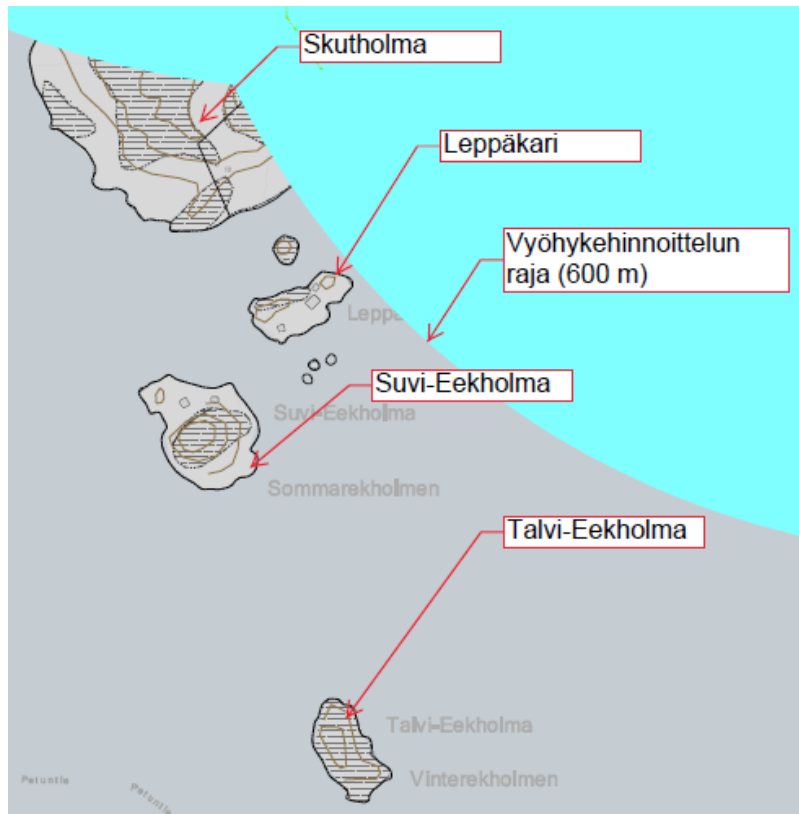
TAULUKKO 4. Päiväkohtainen kulutusarvio

Päiväkulutus			
Sähkölaitteet	Teho (W)	Käyttöaika (h)	Päiväkulutus (Wh)
Pölyimuri	1200,0	0,3	400,0
Keittiökoneet	3100,0	0,5	1550,0
Tietokoneet	130,0	1,5	195,0
Yövalot	100,0	0,5	50,0
Telkkari	197,0	2,0	394,0
Hiustenkuivaaja	1800,0	0,2	300,0
Vesipumppu	775,0	0,2	129,2
Jääkaappi	80,0		320,5
Pakastin	160,0		627,4
Valaistus	477,0		741,8
<b>Summa</b>			<b>4707,9</b>

Taulukon 4 mukaan päiväkohtainen kulutus olisi noin 4,7 kWh. Taulukosta 4 voitiin todeta, että keittiölaitteiden sähkönkulutus on selvästi suurin. Keittiössä olevat kylmälaitteet kuluttavat paljon sähköä ja keittiön käyttö kyseisessä loma-asunnossa on suurta.

## 6 SÄHKÖVERKON SUUNNITTELU

Työssä tarkasteltava kiinteistö sijaitsee Salon kaupungissa, Caruna Oy:n verkkoalueella Lounais-Suomessa. Alueen ilmakuvasta (Kuva 6) näkyy työssä tarkasteltava Leppäkarin saari sekä sitä ympäröivät lähisaaret. Kuvassa turkoosilla värillä merkitty alue kuvaa vyöhykehinnoittelun suurinta etäisyyttä keskijännitelinjasta.



KUVA 6. Ilmakuva lähisaarista.

Caruna Oy määrittää vyöhykehinnoittelun rajat suoraan mitattuna keskijännitelinjasta. Lähin keskijännitelinja on yli 600 metrin päässä saaresta, jolloin mahdolliset liittymisperiaatteet ovat aluehinnoittelu tai tapauskohtainen hinnoittelu. Tarkasteltavan saaren läheisyydessä on muita saaria ja näissä saarissa olevia kiinteistöjä voitiin pitää potentiaalisina sähköliittymän tilaajina, joten työssä päädyttiin aluehinnoitteluperiaatteeseen.

## 6.1 Alueen ja potentiaalisten sähköliittymien määrittäminen

Ilmakuvasta (Kuva 6) voitiin selvästi rajata mahdollisen aluehinnoittelun alue. Tässä työssä keskityttiin Leppäkarin sähköistämiseen, joten sitä voitiin pitää aluehinnoittelun alueen määrittämisen lähtökohtana. Alue koostuu Leppäkarin välittömässä läheisyydessä olevista saarista: Leppäkari, Skutholma ja Suvi-Eekholma. Ilmakuvassa näkyvää Talvi-Eekholmaa ei otettu huomioon alueen määrittämisessä, koska saari oli kaavoituksessa luokiteltu luonnonsuojelualueeksi.

Mahdollisten sähköliittymien tilaajien määrittäminen aloitettiin tarkastelemalla alueen kiinteistöjen lukumääriä. Työssä oletettiin yhden kiinteistön vastaavan yhtä uutta potentiaalista sähköliittymää. Määritetyllä alueella todettiin olevan viisi potentiaalista sähköliittymää (Kuva 7).



KUVA 7. Alueen kiinteistöt (Paikkatietoikkuna 2017).

Potentiaalisten sähköliittymien kartoittamisessa on otettava huomioon alueen kaavoituksessa asetetut mahdolliset rajoitukset. Yleiskaavoituksessa asetetut rajoitukset voivat vaikuttaa negatiivisesti mahdollisten sähköliittymien tilaajien määrään.

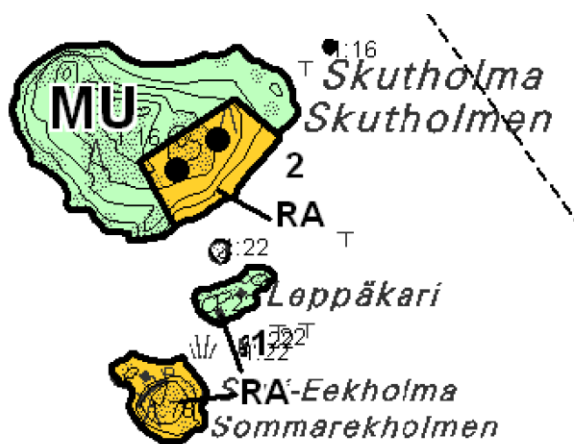
### 6.1.1 Yleiskaavoitus

Salon kaupungin verkkosivuilta on tarkistettavissa voimassa oleva rantayleiskaava, josta on nähtävissä, että Skutholman saari on jaettu kahteen osaan (Kuva 8). Suurin osa saaresta on merkitty maa- ja metsätalousvaltaiseksi alueeksi (MU), jolla ei ole rakennusoikeutta. Pienempään osaan saaresta on yleiskaavassa merkitty mahdollisuus kahteen erilliseen loma-asuntoon (2 RA).

Maankäyttö- ja rakennuslaissa (5.2.1999/132) säädetään alueiden ja rakennusten suunnittelusta, rakentamisesta ja käytöstä. Lain 41§ säädetään seuraavaa:

”Yleiskaavassa voidaan antaa määräyksiä, joita kaavan tarkoitus ja sen sisällölle asetettavat vaatimukset huomioon ottaen tarvitaan yleiskaava-alueita suunniteltaessa tai rakennettaessa taikka muutoin käytettäessä (*yleiskaavamääräykset*). Yleiskaavamääräykset voivat muun ohessa koskea maankäytön ja rakentamisen erityistä ohjausta tietyllä alueella sekä haitallisten ympäristövaikutusten estämistä tai rajoittamista.

Jos jotakin aluetta tai rakennusta on maiseman, luonnonarvojen, rakennetun ympäristön, kulttuurihistoriallisten arvojen tai muiden erityisten ympäristöarvojen vuoksi suojeltava, yleiskaavassa voidaan antaa sitä koskevia tarpeellisia määräyksiä (*suojelumääräykset*)”, josta voidaan päätellä, ettei muutosta rakennusoikeuksiin olisi tulossa.



KUVA 8. Rantayleiskaavan kaavamääräykset (Hartikainen P. 2006).

Rantayleiskaavasta (Kuva 8) on todettavissa, että Loppäkarissa ja Suvi-Eekholmassa on rakennusoikeus loma-asuntoihin (1 RA). Koska osassa Skutholman saaresta ei ole rakennusoikeutta, yleiskaavoituksesta voitiin todeta mahdollisia sähköliittymän tilaajia olevan

yhteensä neljä kappaletta. Mahdolliset sähköliittymät otettiin huomioon aluehintaa laskettaessa.

## 6.2 Olemassa oleva verkko

Skutholman saarella on jo olemassa olevaa verkkoa käyttävä sähköliittymä. Caruna Oy rakennutti sähköverkon Skutholman saareen vuonna 2009. Verkko toteutettiin  $4 \times 95 \text{ mm}^2$  vesistökaapelilla ja liittymän liittymispisteenä saarella toimii jakokaappi (Kuva 9).



KUVA 9. Olemassa oleva verkko Skutholman saarella.

Caruna Oy:n teknisestä asiakaspalvelusta tarkistettiin liittymän tekniset arvot. Laskennallinen pienin yksivaiheinen oikosulkuvirta olemassa olevalla liittymällä oli 220 ampeeria. Oikosulkuvirran suuruus riittää olemassa olevan liittymän suojaukseen, mutta uusia liittymiä varten olemassa olevaa sähköverkkoa olisi vahvistettava.

## 6.3 Rakennettavan verkon suunnittelu

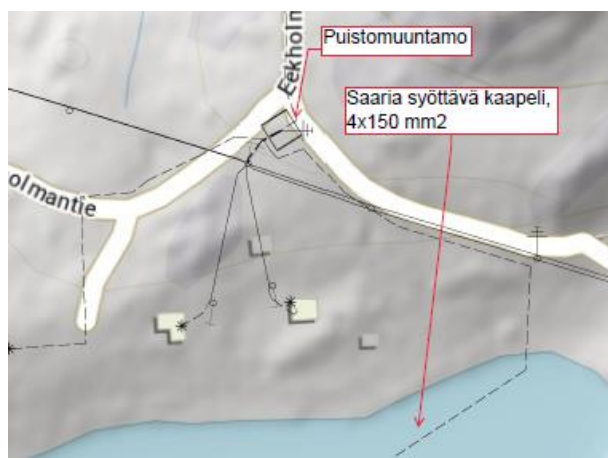
Olemassa olevan verkon hyödyntämistä kokonaisuudessaan ei pidetty järkevänä ratkaisuna. Mantereella olevan runkoverkon vahvistaminen olisi nostanut uusien liittymien kustannuksia huomattavasti sekä uusien liittymien myötä muuntopiirin kauimman liittymä-

jän etäisyys verkkoa syöttävästä muuntamosta olisi kasvanut lähes 1.5 kilometriin. Caruna Oy:n ohjeistuksen mukaan pienjännitteellä toteutettu verkko tulisi olla korkeintaan yhden kilometrin mittainen.

Muuntopiirin pitkän etäisyyden takia verkko päädyttiin suunnittelemaan kokonaan toisesta muuntopiiristä. Toisen muuntopiirin hyödyntämisen ansiosta kauimman liittymän etäisyys muuntamoon lyheni noin kilometriin. Muuntopiirin vaihdon ansiosta etäisyys keskijännitteestä saatiin riittävän lähelle Caruna Oy:n ohjeistusta ja rakennettavalle verkolle luotiin kaksi eri toteutusvaihtoehtoa.

### 6.3.1 Suunnitelma 1

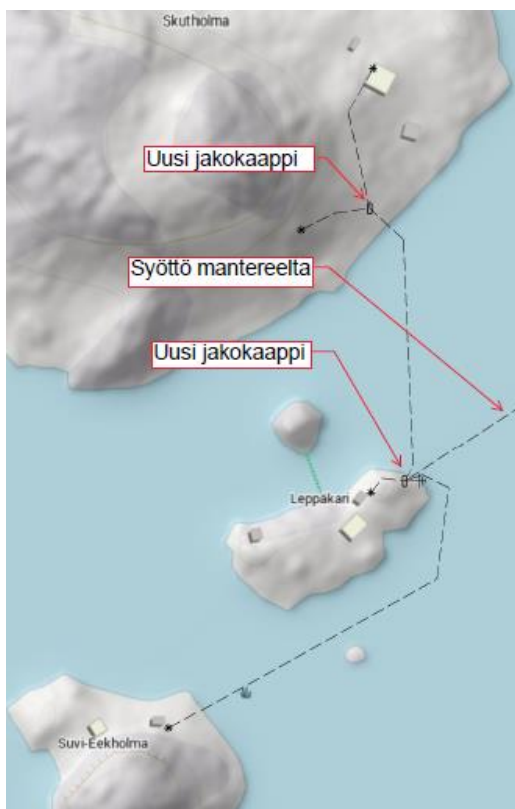
Suunnitelmassa 1 olemassa olevaa verkkoa ei hyödynnetty lainkaan. Muuntamon ja Leppäkarin välinen osuus toteutettaisiin  $4 \times 150 \text{ mm}^2$  kaapelilla (Kuva 10). Maakaapeli jatkettaisiin mantereella vesistökaapeliksi, joka kytkettäisiin Leppäkarille asennettavaan jakokaappiin. Jakokaappi toimisi Leppäkarin liittymän liittymispisteenä.



KUVA 10. Suunnitelma 1, puistomuuntamo ja muuntopiirin runkokaapeli.

Lähisaarien kaapelointi pidettiin mahdollisimman yksinkertaisena ja selkänä (Kuva 11). Leppäkarin ja Suvi-Eekholman väli toteutettaisiin  $4 \times 50 \text{ mm}^2$  vesistökaapelilla. Asennettava kaapeli toimisi Suvi-Eekholman liittymän liittymispisteenä. Myös Leppäkarin ja Skutholman väli toteutettaisiin samankokoisella,  $4 \times 50 \text{ mm}^2$  vesistökaapelilla. Skutholmaan asennettaisiin uusi jakokaappi joka toimisi saarella oleville liittymille liittymispisteenä.





KUVA 11. Suunnitelma 1, lähisaarien kaapelointi.

Suunnitelmassa käytettävien kaapelin poikkipinta-alat ja pituudet kirjattiin omaan tauluk-  
koon 5. Suunnitelmassa 1 pisin kaapelointiväli olisi noin 1 kilometrin mittainen, joka  
täyttää Caruna Oy:n ohjeistuksen.

TAULUKKO 5. Suunnitelmassa 1 käytettävien kaapelien koot ja pituudet.

Suunnitelma 1		
Kaapelointiväli	Kaapelin koko (mm <sup>2</sup> )	Kaapelin pituus (m)
Manner - Leppäkari	4x150	830
Leppäkari - Skutholma	4x50	130
Leppäkari - Suvi-Eekholma	4x50	210
Pisin kaapelointiväli		1040

Energiavirasto on määrittänyt rakennuskustannusten yksikköhinnat, joiden mukaan suun-  
nitelmien rakennuskustannukset määräytyvät. Suunnitelma 1:n kokonaisrakennuskustan-  
nukset ovat 46 563 euroa (Liite 3). Rakennuskustannukset jaetaan tasan kaikkien raken-  
nuskustannuksiin osallistuvien kesken. Tässä suunnitelmassa rakennuskustannuksiin  
osallistui vain uudet liittymät, eli rakennuskustannukset jaetaan kolmen liittyjän kesken.  
Uudelta liittyjältä perittävät kustannukset ovat 15 521 euroa.

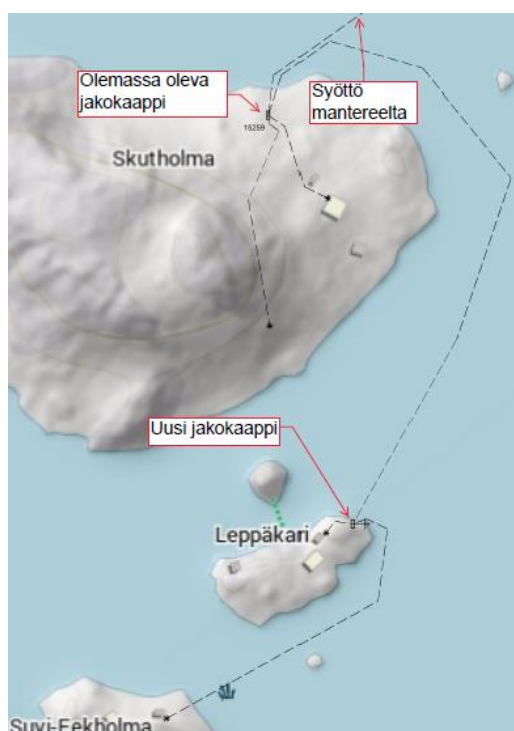
### 6.3.2 Suunnitelma 2

Suunnitelmassa 2 pyrittiin hyödyntämään Skutholmassa oleva verkko mahdollisimman tehokkaasti. Olemassa oleva  $4 \times 95 \text{ mm}^2$  vesistökaapeli Skutholman ja mantereen välillä poistettiin käytöstä. Uusi runkokaapeli suunniteltiin toteutettavaksi samasta muuntamosta kuin suunnitelmassa 1 (Kuva 12). Muuntamon ja Skutholman välinen osuus toteutettaisiin  $4 \times 240 \text{ mm}^2$  vesistökaapelilla. Maakaapeli jatkettaisiin mantereella vesistökaapeliksi, joka kytkettäisiin Skutholmassa olemassa olevaan jakokaappiin.



KUVA 12. Suunnitelma 2, puistomuuntamo ja muuntopiirin runkokaapeli.

Olemassa olevasta jakokaapista rakennettaisiin uusi  $4 \times 25 \text{ mm}^2$  kaapeli Skutholmassa olevan uuden liittymän kiinteistön rajalle. Olemassa olevan liittymän liittymiskaapeliin ei tulisi muutoksia. Skutholman ja Leppäkarin välinen kaapelointi toteutettaisiin  $4 \times 95 \text{ mm}^2$  vesistökaapelilla. Kaapeli kytkettäisiin Leppäkarille asennettavaan jakokaappiin ja kuten suunnitelmassa 1, jakokaappi toimisi Leppäkarin liittymispisteenä (Kuva 13). Leppäkarin ja Suvi-Eekholman väli toteutettaisiin  $4 \times 95 \text{ mm}^2$  vesistökaapelilla, joka toimisi Suvi-Eekholman liittymän liittymispisteenä.



KUVA 13. Suunnitelma 2, lähisaarien kaapelointi.

Suunnitelmassa käytettävien kaapelin poikkipinta-alat ja pituudet kirjattiin omaan taulukkoon 6. Suunnitelmassa 2 pisin kaapelointiväli olisi noin 1,2 kilometrin mittainen. Pituus ei aivan täytä Caruna Oy:n ohjeistusta, mutta kaapelin paksuuden kasvattamisella saatiin kaikille liittymille vaadittavat verkonarvot.

TAULUKKO 6. Suunnitelmassa 2 käytettävien kaapelien koot ja pituudet.

Suunnitelma 2		
Kaapelointiväli	Kaapelin koko (mm <sup>2</sup> )	Kaapelin pituus (m)
Manner - Leppäkari	4x240	600
Skutholma - Leppäkari	4x95	360
Leppäkari - Suvi-Eekholma	4x95	210
Pisin kaapelointiväli		1170

Suunnitelma 2:n kokonaisrakennuskustannukset ovat 49 875 euroa (Liite 4). Rakennuskustannukset jaetaan tasan kaikkien rakennuskustannuksiin osallistuvien kesken. Tässä suunnitelmassa rakennuskustannuksiin osallistui uusien liittymien lisäksi olemassa oleva liittymä, eli rakennuskustannukset jaetaan neljän liittyjän kesken. Uudelta liittyjältä perittävät kustannukset ovat 12 469 euroa.

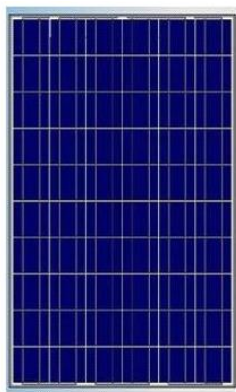
## 7 AURINKOENERGIAJÄRJESTELMÄN MITOITUS

Aurinkopaneelijärjestelmän komponenttien valinnassa on otettava huomioon useita eri seikkoja. Aurinkopaneeleita valittaessa tärkeimpinä mitoituskriteereinä on järjestelmän kulutus ja paneelien lukumäärä. Lataussäätimen valinnassa on otettava huomioon paneelien suurin sallittu määrä ja niiden tuottama virta. Kuten paneelien valinnassa, myös akuston valinnassa otetaan huomioon kulutuksen suuruus. Kulutuksen lisäksi huomioidaan järjestelmän omavaraisuusaika ja ylimitoitus. Käytettävien laitteiden jännitetasosta riippuen järjestelmään mitoitetaan riittävän suuritehoinen invertteri.

### 7.1 Paneelien mitoitus ja sijoittelu

Aurinkopaneelien mitoituksessa otettiin huomiota kiinteistön kulutus. Päivittäiseksi kulutukseksi arvioitiin 4,7 kWh. Työssä mitoitettiin aurinkopaneelit niin, että järjestelmän akuilla on mahdollisuus latautua arkipäivien aikana kokonaisuudessaan täyteen. Aurinkopaneelien mitoituksessa käytettiin apuna Euroopan komission ylläpitämää PVGIS-palvelua. Palveluun syötettävät tiedot kerrottu liitteessä (Liite 5).

Paneelien huipputehoksi valittiin 1,4 kWp, jolloin päivittäinen sähköntuotanto arvioitiin PVGISin mukaan olevan toukokuussa 6,07 kWh ja syyskuussa 3,25 kWh. Paneeleilta vaadittava huipputeho voitiin kattaa viidellä Amerisolar AS-6P30-270 (Kuva 14) aurinkopaneelilla. Valitut paneelit ovat 270 Wp polykristallipaneeleita, joiden jännitetaso on 24V.



KUVA 14. Amerisolar AS-6P30-270 aurinkopaneeli. (Energysage. 2017).

Loma-asunto on suurimmalla käytöllä kesäkuukausina, jolloin kulutus haluttiin kattaa kokonaisuudessaan. Syyskuussa loma-asunnon käyttö on lähinnä viikonloppukäytössä, jolloin aurinkopaneelien tuotto ei tarvinnut kattaa päivittäistä kulutusta. Järjestelmän akuilla on useampi päivä aikaa latautua, vaikka päivittäinen tuotanto olisi alhaisempi.

Aurinkopaneelit sijoitettaisiin saaren päähän, jolloin atsimuuttikulma on noin +45 astetta. Saaren pääty on kallioinen, eikä siihen kohdistu päivän mittaan lainkaan varjoja. Paneelit asennettaisiin kalliolle kiinteisiin asennustelineisiin (Kuva 15).



KUVA 15. Aurinkopaneelien asennusteline. (Aurinkopaneelin maastoasennusteline... 2017).

Valittujen asennustelineiden avulla aurinkopaneelien kulmaa voidaan säätää. Oikealla asennuskulmalla optimoidaan paneelien sähköntuotanto. PVGISin mittaustulosten mukaan tässä kohteessa optimaalinen asennuskulma paneeleilla on 35 astetta.

## 7.2 Akuston mitoitus

Aurinkoenergianjärjestelmän akuston tarkoitus on varastoida tuotettu sähköenergia. Kulutuksen arvioinnin perusteella saadaan riittävän tarkka arvio akkukapasiteetin suuruudesta. Akustoihin varastoitu energia on käytettävissä silloin, kun aurinkopaneelit eivät tuota riittävästi sähköä kulutuksen kattamiseksi. Akustoa mitoitettaessa on huomioitava kulutuksen lisäksi järjestelmän omavaraisuuden aika.

Omavaraisuusaika on aika, jolla määritellään järjestelmän käyttöaika niin, ettei sähkön-  
tuotantoa ole lainkaan. Tällöin koko sähköjärjestelmän vaatima kulutus otetaan kokonai-  
suudessaan akkuihin varastoituneesta energiasta. Omavaraisuusaika on hyvä miettiä  
loma-asunnon käytön mukaan. Normaalissa käytössä keskimääräinen omavaraisuusaika  
on 2-3 vuorokautta. Tarkasteltavan loma-asunnon kausittaisen käytön takia omavarai-  
suusajaksi valittiin 2 vuorokautta. Päiväkulutuksen arvio ja valittu omavaraisuusaika hu-  
mioiden, valittavien akkujen on pystyttävä varastoimaan kahden vuorokauden suuruinen  
kulutus 9365,9 Wh.

Järjestelmän akkukapasiteettia ei ole hyvä mitoittaa täysin kulutusta vastaavaksi. Akku-  
jen käyttöikä lyhenee, jos niiden varaus kulutetaan usein täysin loppuun. Tässä työssä  
akkukapasiteetti mitoitettiin +50%:n ylikokoon. Taulukkoon 7 kirjattiin akkujen mitoi-  
tustarve.

TAULUKKO 7. Akkujen mitoitustarve omavaraisaika ja ylimitoitus huomioiden

Akkujen mitoitustarve (kWh)	
Kulutus (kWh/vrk)	4,7
Kulutus (kWh/2 vrk)	9,4
+ 50% mitoitus (kWh)	14,0

Mitoitettavien akkujen on varastoitava 14 kWh:n kulutuksen suuruus. Akkuja mitoitta-  
essa kulutus muutettiin ampeeritunneiksi. Ampeeritunti kuvaa yhden ampeerin kulutusta  
tunnissa. Akkujen käyttöjännitteen suuruudeksi valittiin 12 V. Kulutus muutettiin ampee-  
ritunneiksi jakamalla kulutus käyttöjännitteellä. 14 kWh:in kulutusta vastaava akkukapa-  
siteetti on 1170 Ah. Järjestelmän akuiksi valittiin 2 kpl Rolls 6CS 25P, 1156 Ah 6V (Kuva  
16).



KUVA 16. Akku (Rolls Akut isoihin järjestelmiin. 2017).

Valitut akut ovat jännitetasoltaan 6 voltia ja 1156 ampeerituntia. Akkujen varauskapasiteetti riittää kattamaan 2 vuorokauden kulutuksen ilman tuotantoa. Akkujen jännitetaso on 6 voltia, joten yksi akku ei riitä valittuun järjestelmään. Tästä syystä kaksi akkua on kytkettävä sarjaan, jolloin akun kapasiteetti pysyy 1156 ampeeritunnissa, mutta käyttöjännite nousee 12 volttiin.

### 7.3 Lataussäätimen ja invertterin valinta

Lataussäädin säättää aurinkopaneelien latausjännitettä ja estää akuston ylilatautumisen ja syväpurkautumisen. Järjestelmän lataussäätimeksi valittiin Victron MPPT 100/50 älykäs paneelisäädin (Kuva 17), jonka tehonkestoisuus on 1,4 kW, 24 V:n jännitteellä.



KUVA 17. Lataussäädin (Victron... 2017).

Lataussäätimeksi valittiin älykäs säädin, jolloin lataussäädin säättää automaattisesti jännitetasoa 12 ja 24 V välillä. Jännitetason säädön ansiosta järjestelmään valittua 12 V akustoa voidaan ladata, vaikka käytettävät aurinkopaneelit ovat nimellisjännitteeltään 24 V.

Työssä päädyttiin vertailukelpoisuuden takia mitoittamaan koko järjestelmä 230 V:n jännitteelle, jolloin järjestelmään oli mitoittettava riittävä invertteri. Invertterin on katettava kiinteistön huipputeho 5,5 kW. Invertteriksi valittiin 3 kW:n Victron Energy MultiPlus invertteri-laturi (Kuva 18). Invertteri tuottaa 3 kW jatkuvaa tehoa ja hetkellinen huipputeho on 6 kW. Valittu invertteri toimii sekä laturina, että järjestelmän invertterinä.



KUVA 18. Victron Energy MultiPlus invertteri-laturi. (Invertteri-laturi 3000W... 2017).

Lataussäädintä ja laturia valittaessa on otettava huomioon paneelien tuottama virta. Lataussäätimen ja laturin virtakestoisuus on oltava suurempi kuin paneelien tuottama virta. Valituilla paneeleilla suurin virta on 9,06 A. Valitulla lataussäätimellä virrankestoisuus on 50 A, jolloin valittu säädin on oikein mitoitettu tähän järjestelmään. Myös valitulla invertteri-laturilla on riittävä virrankestoisuus, 120 A.

## 7.4 Kaapelin mitoitus

Aurinkopaneelijärjestelmässä kaapelien mitoituksella on suuri merkitys järjestelmän toimivuuteen ja käyttömukavuuteen. Kaapelin poikkipinta-alan oikealla mitoituksella varmistetaan järjestelmän toimivuus. Liian ohuen kaapelin läpi kulkeva virta voi nostaa kaapelin lämpötilaa. Kaapelin liiallinen lämpeneminen voi aiheuttaa eristevaurioita ja palovaaran. Kaapelin lämpenemisen lisäksi liian ohuella kaapelilla jännitteenalenema kasvaa. Jännitteenaleneman kasvaessa liian suureksi, lataussäädin havaitsee alhaisen jännitteen ja sulkee järjestelmän.

Järjestelmässä käytettävien kaapelien riittävät poikkipinta-alat ja pituudet voidaan laskea, kun tiedetään järjestelmässä käytettävien komponenttien tehot ja etäisyydet. Kaapelin jännitteenalenema voidaan laskea käyttämällä kaavaa



$$\Delta u = 200 \cdot \frac{\rho \cdot P \cdot l}{A \cdot U_v^2}, \quad (6)$$

jossa  $\Delta u$  on kaapelin jännitteenalenemaprocentti,  $\rho$  on kuparin resistiivisyys ( $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ ),  $P$  on kuormituksen teho (kW),  $l$  on kuormituksen etäisyys (km),  $A$  on johdinpoikkipinta-ala ( $\text{mm}^2$ ) ja  $U_v$  on vaihejännite (V). (Harsio P. 2005).

Esimerkkilaskuna paneeliston ja lataussäätimen välisen kaapelin jännitteenaleneman laskenta.

$$\Delta u = 200 \cdot \frac{0,0175 \, \Omega\text{mm}^2/\text{m} \cdot 1,4 \, \text{kW} \cdot 0,017 \, \text{km}}{50 \, \text{mm}^2 \cdot 24 \, \text{V}^2} = 2,9 \, \%$$

Kaavalla (6) lasketut jännitteenalenemat, kaapelien poikkipinta-alat ja suurimmat sallitut pituudet kirjattiin taulukkoon 8.

TAULUKKO 8. Käytettyjen kaapelien poikkipinta-alat ja suurimmat sallitut pituudet.

Komponenttivälit	Suurin sallittu $\Delta u$ (%)	U (V)	Laskettu $\Delta u$ (%)	A ( $\text{mm}^2$ )	l (m)
Paneelisto-lataussäädin	< 3%	24	2,9	50	17
Lataussäädin-akusto	< 1%	12	1,0	50	1,5
Akusto-invertteri	< 1%	12	1,0	50	0,43
Invertteri-kuorma	< 5%	230	5,0	6	83

Yksityisestä tehonlähteestä syötettävän pienjänniteasennuksen jännitteenalenemaksi SFS 6000-1 on asettanut 6-8 % kuormituksen tyypistä riippuen. Standardin mukaan valaistuksen jännitteenalenema tulisi olla korkeintaan 3% asennuksen nimellisjännitteestä. Muulle käytölle standardi on asettanut jännitteenalenemäksi 8%. Standardissa suositellaan pysyvän yleisen jakeluverkon jännitteenaleneman vaatimuksissa myös yksityisestä tehonlähteestä syötettäessä. Yleisen jakeluverkon jännitteenalenemaksi SFS 6000-1 on asettanut 3% ja muulle käytölle 5% (Suomen standardisoimisliitto... 2012. s 262).

Mitoitettu järjestelmä täyttää vaadittavat jännitteenaleneman arvot. Laskennassa valittiin suurimmaksi jännitteenalenemaksi 5%. Invertterin ja kuorman etäisyys toisistaan valitulla  $6 \, \text{mm}^2$  kaapelilla voi laskennan mukaan olla korkeimmillaan olla 83 metriä. Standardin asettaman 8% jännitteenaleneman kanssa kaapelin pituus on mahdollista kasvattaa 130 m pituuteen.

## 8 KUSTANNUSVERTAILU

Pysyvän sähköliittymän ja aurinkosähköjärjestelmän hankinta- ja käyttökustannuksien vertailua varten valittiin tarkasteluajaksi 15 vuotta. Vertailussa otettiin huomioon sähköverkko- ja energiayhtiön oletetut perus- ja siirtomaksut sekä aurinkoenergiajärjestelmän osalta arvioitiin komponenttien toimintaikää ja vastaavien komponenttien hankintahintoja.

### 8.1 Sähköliittymän hankintahinta

Verkonrakennuksen valinnassa tärkeimpinä kriteereinä pidin hintaa ja toteutuksen järkevyyttä. Vaihtoehto 2 oli sekä hinnallisesti, että verkon toteutuksen kannalta järkevämpi vaihtoehto. Kun kaikki liittyjät osallistuvat kustannuksiin, laskee yksittäisen liittymän hinta ja olemassa olevan verkon komponentteja voitiin hyödynnettyä mahdollisimman tehokkaasti. Energiaviraston laskentataulukon (Liite 4) mukaan valitun suunnitelman aluehinnaksi tulisi 51056 euroa. Taulukkoon 9 kirjattiin aluehinta ja uusilta liittyjiltä perittävät kustannukset.

TAULUKKO 9. Uusien sähköliittymien hinnan määräytyminen.

Kiinteistöt	Skutholma 1	Skutholma 2	Leppäkari	Suvi-Eekholma
Aluehinta (€)	51056			
Uusi liittymä	Ei	Kyllä	Kyllä	Kyllä
Uusilta liittyjiltä perittävä osuus (€)		38292		
Uusilta liittyjiltä perittävä osuus (€/liittymä)		12764	12764	12764

Taulukosta 9 voitiin todeta yhden liittymän liittymähinnaksi noin 12500 euroa. Aluehinta on voimassa 10 vuotta. Aluehinnan voimassaolon aikana alueen uudet liittyjät on mahdollista ostaa sähköliittymä taulukon mukaisella hinnalla.

## 8.2 Aurinkosähköjärjestelmän hankintahinta

Sähköliittymän hankintahintaan vaikuttivat rakennuskustannukset sekä mahdollisten sähköliittymien tilaajien määrä. Aurinkoenergiajärjestelmän hankintahintaa selvittäessä otettiin huomioon vain Leppäkarin kiinteistön tehontarve. Luvussa 7 käytiin läpi järjestelmään mitoitettavia komponentteja. Tarvittavat komponentit ja niiden hankintahinnat kirjattiin taulukkoon 10.

TAULUKKO 10. Aurinkoenergiajärjestelmän komponentit ja niiden hankintahinnat.

Komponentti	Hinta/kpl (€)	Määrä	Hankinta-kustannukset (€)
Aurinkopaneelit	200	5	1000
Lataussäädin	372	1	372
Invertteri/laturi	1990	1	1990
Akku	575	4	2300
Teline, 3 paneelia	350	1	350
Teline, 2 paneelia	280	1	280
50 mm <sup>2</sup> kaapeli (m)	9,9	20	198
Summa			6490

Leppäkarin kiinteistön käyttötavan ja arvioiden perusteella mitoitettun aurinkosähköjärjestelmän hankintahinta olisi noin 6500 euroa. Taulukosta 10 voitiin todeta akuston ja invertterin olevan järjestelmän arvokkaimmat komponentit. Korkeiden hankintakustannusten takia on kannattavaa mitoittaa järjestelmä oikein.

## 8.3 Käyttökustannusarvio 15 vuoden aikana

Pysyvän liittymän käyttökustannuksia arvioidessa otettiin huomioon sähköliittymän perusmaksujen ja siirtohinnan suuruus 15 vuoden ajalta. Loma-asunto on Caruna Oy:n verkkoalueella, jolloin pienimmän myytävän sähköliittymän (3x25A) perusmaksu on 22,60 € kuukaudessa. Caruna Oy:n ohjeistuksen mukaan pääsulakekoko on mahdollista muuttaa edestakaisin kerran vuodessa ilman kustannuksia. Tällöin pienin mahdollinen perusmaksu on 16,90 € kuukaudessa. Pääsulakekoko muuttamalla perusmaksujen suuruus on mahdollista laskea talven ajaksi. Caruna Oy:n ilmoittama siirtohintaa on 3,95 c/kWh. Siirtohinnan suuruutta arvioidessa otettiin huomioon kiinteistön arvioitu sähkönkulutus.

Siirtoyhtiön perusmaksujen ja siirtohintojen lisäksi kustannusarviossa otettiin huomioon energiayhtiön kustannukset. Energiayhtiöt on mahdollista kilpailuttaa, joten tässä työssä päädyttiin laskemaan sähkönhintaa Fortum Oy:n antamien tietojen perusteella. Sekä Caruna Oy:n ja Fortumin kustannukset kirjattiin taulukkoon 11.

TAULUKKO 11. Sähköliittymän käyttökustannusarvio talvi- ja kesäkaudella.

Sulakeko ko (A)	Perusmaksu Caruna (€/kk)	Perusmaksu Fortum (€/kk)	Siirtohintaa (c/kWh)	Sähkönosto (c/kWh)	Päiväkulutus (kWh)	Kesäkauden kustannukset (€/6kk)	Talvikauden kustannukset (€/6kk)
3x25	22,6	4,02	3,98	4,99	4,68	198,03	
3x16	16,94				0		125,76

Loma-asunto arvioitiin olevan aktiivisessa käytössä 91 päivää vuodessa. Taulukkoon 11 laskettiin oletetun päiväkulutuksen avulla kesäkauden kulutus. Kesäkauden kustannuksiin huomioitiin korkeampi perusmaksu ja talvikauden ajalta alhaisempi perusmaksu. Perusmaksut lasketaan koko vuoden ajalta, vaikka kulutusta ei ole talvikaudella lainkaan. Taulukkoon 12 kirjattiin oletetut käyttökustannuksen yhden ja 15 vuoden ajalta.

TAULUKKO 12. Arvioidut käyttökustannukset pysyvälle sähköliittymälle.

Kustannukset/ vuosi (€)	Kustannukset/ 15 vuotta (€)
323,79	4856,80

Taulukon 12 mukaan 15 vuoden ajalta arvioidut käyttökustannukset tulisi olemaan noin 4860 euroa.

Aurinkoenergiajärjestelmän ylläpitokustannusten arviointi 15 vuoden ajalta on huomattavasti yksinkertaisempaa kuin pysyvällä sähköliittymällä. Aurinkopaneelien käyttöikä on valmistajasta riippuen yli 30 vuotta. Aurinkopaneelijärjestelmän heikoin komponentti on akusto, joiden vaihtoikä vaihtelee valmistajasta ja käytöstavasta riippuen 10-15 vuoden välillä. Tässä järjestelmässä käytettävien akkujen käyttöikä on valmistajan mukaan 15 vuotta. Akuston reilun mitoituksen ansiosta oletettiin akustojen vaihtoväliksi 15 vuotta.

Järjestelmään valitun invertteri-laturin käyttöikää ei valmistaja ilmoittanut, joten invertterin vaihtoväliksi oletettiin myös 15 vuotta. Vaihdeettavien komponenttien kustannukset oletettiin samoiksi kuin hankintakustannukset. Muut järjestelmän komponentit oletettiin

toimivan yli 15 vuotta. Järjestelmän kokonaiskustannukset 15 vuoden ajalta kirjattiin taulukkoon 13

TAULUKKO 13. Aurinkoenergiajärjestelmän ylläpitokustannukset 15 vuoden ajalta.

Komponentti	Hinta/kpl (€)	Määrä	Hankinta-kustannukset (€)
Invertteri/laturi	1990	1	1990
Akku	575	4	2300
Summa			4290

Aurinkoenergiajärjestelmän ylläpitokustannuksiksi 15 vuoden ajalta oletettiin olevan noin 4300 euroa.

Pysyvän sähköliittymän hankintakustannukseen vaikuttaa oleellisesti sähköliittymien tilaajien määrä. Sähköliittymän hankintahinta nousee, jos kaikki laskennassa huomioidut kiinteistöt eivät päädy tilaamaan sähköliittymää. Vaikka kaikki laskentaan mukaan otetut kiinteistöt päätyisivät tilaamaan sähköliittymän, silti työssä mitoitettu aurinkosähköjärjestelmä tulisi olemaan hankintahinnaltaan edullisempi. Parhaimmassa tapauksessa pysyvän sähköliittymän hankintahinta olisi 12764 euroa ja aurinkoenergiajärjestelmän 6490 euroa.

Pysyvän sähköliittymän käyttökustannukset 15 vuoden ajalta arvioitiin olevan 4856 euroa. Arvioinnissa otettiin huomioon arvioidut kulutukset ja talvi- ja kesäkauden erot perusmaksuissa. Aurinkoenergiajärjestelmän käyttökustannuksien arvio 15 vuoden ajalta oletettiin olevan 4290 euroa. Käyttökustannuksissa otettiin huomioon akuston ikääntyminen ja invertterin mahdollinen vaihdon tarve. Suuria eroja käyttökustannusten väliltä ei ollut, mutta myös käyttökustannuksien osalta aurinkoenergiajärjestelmä on edullisempi vaihtoehto Leppäkarin kiinteistölle.

## 9 LOPPUPÄÄTELMÄT

Suomessa on paljon loma-asuntoja, joissa ei ole lainkaan sähköä. Osa sähköttömyydestä voi johtua puhtaasti valinnasta, mutta esimerkiksi Suomen saaristo on niin rikkonainen, ettei pysyvän sähköliittymän hankkimista kiinteistölle katsota järkeväksi tai mahdolliseksi. Tässä työssä tarkasteltavana olevan loma-asunnon etäisyys keskijännitelinjasta oli riittävän pieni, jotta pysyvän sähköliittymän hankkiminen olisi taloudellisesti järkevä vaihtoehto. Myös lähisaarissa olevien potentiaalisten sähköliittymien tilaajien lukumäärän ansiosta rakennuskustannukset olisi mahdollista jakaa liittyjien kesken.

Pysyvä sähköliittymä olisi ehdottomasti paras ratkaisu mantereella tai ympärivuotisessa käytössä olevaan loma-asuntoon, koska aurinkoenergiajärjestelmän tuotto talvikuukausina on hyvin pientä. Työssä käytetty loma-asunto on vain puolet vuodesta käytössä, jolloin pysyvän sähköliittymän hankkimista ei pidetty järkevänä ratkaisuna. Pysyvä sähköliittymä on hyvin käyttäjäystävällinen, koska sähköliittymälle ei hankinnan jälkeen tarvitse tehdä juuri mitään. Sähköverkon päivitykset ja vahvistukset ovat sähköyhtiön vastuulla. Sähköverkko on muuttumassa nopealla aikataululla säävarmempaan verkkoon, jolloin vikojen ja sähkökatkojen määrät vähentyvät myös haja-asutusseudulla.

Aurinkoenergiajärjestelmän ongelmana on se, että sähkön saanti on riippuvainen auriongonpaisteesta. Akuston ylimitoituksella ja omavaraisuusajan sopivalla mitoituksella on kuitenkin mahdollista saada järjestelmä kannattavaksi. Työssä mitoitettu järjestelmä pysyy kattamaan kulutuksen myös syyskuun aikana, jolloin vuorokauden valoisen ajan pituus on kesäkuukausia lyhyempi. Sähköliittymästä poiketen, aurinkoenergiajärjestelmä vaatii komponenttien päivitystä vuosien mittaan.

Aurinkoenergiajärjestelmän komponenttien päivityksen tarpeesta huolimatta, järjestelmä on hankintahinnaltaan huomattavasti pysyvää sähköliittymää edullisempi. Tässä työssä suunniteltu aurinkoenergiajärjestelmä on reilusti ylimitoitettu, koska yhtenä tavoitteena oli säilyttää vertailukelpoisuus aurinkoenergiajärjestelmän ja pysyvän sähköliittymän välillä. Kiinteistön arvioidun päiväkulutuksen mukaan mitoitettu aurinkoenergiajärjestelmä on hankintahinnaltaan noin 6000 euroa edullisempi kuin pysyvä sähköliittymä.

Käyttökustannuksia vertaillen aurinkoenergiajärjestelmä on noin 500 euroa edullisempi kuin pysyvä sähköliittymä. Pysyvän sähköliittymän käyttökustannusten arviointi on haasteellista, koska todellista kulutusta ei ole tiedossa ja työssä käytetyt hinnat ovat voimassaolevan hinnaston mukaisia. Aurinkoenergiajärjestelmän komponenttien käyttöikä on myös haasteellista arvioida.

Tämänhetkisten hintojen ja sähköverkon sijainnin perusteella järkevämpi ratkaisu olisi hankkia aurinkoenergiajärjestelmä kohteeseen. Työssä mitoitettulla järjestelmällä kateaan arvioitu kulutus ja järjestelmässä on otettu huomioon riittävällä tarkkuudella loma-asunnon käyttö. Todellisuudessa ei ole järkevää mitoittaa koko kiinteistöä 230 voltin jännitetasoon. Järjestelmän toimivuuden ja kustannusten kannalta olisi tehokkaampaa hyödyntää invertterillä tuotettu 230 voltin jännite kylmälaitteiden ja muutaman pistorasian käyttöön ja hyödyntää akuista saatavaa 12 voltin jännitettä mahdollisimman tehokkaasti, esimerkiksi valaistuksessa. Jännitetasojen optimoinnilla koko järjestelmän kokoa olisi mahdollista pienentää, jolloin myös hankintakustannukset olisivat pienemmät.

## LÄHTEET

Alternative energy tutorials. 2017. Solar Panel Orientation. Luettu 18.12.2017.  
<http://www.alternative-energy-tutorials.com/solar-power/solar-panel-orientation.html>

Energiateollisuus. Sähköverkot. Luettu 10.11.2017.  
[https://energia.fi/perustietoa\\_energia-alasta/energiaverkot/sahkoverkot](https://energia.fi/perustietoa_energia-alasta/energiaverkot/sahkoverkot)

Energiavirasto. 2011. Menetelmät verkonhaltijan sähkönkäyttöpaikkojen liittämiseksi perittävien maksujen määrittämiseksi, liite 1. Luettu 10.11.2017.  
[http://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Liite1\\_Verkonhaltijoiden\\_sahkon-kayttopaikat.pdf/e6df7650-b291-4da8-8a53-2587591afb8f](http://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Liite1_Verkonhaltijoiden_sahkon-kayttopaikat.pdf/e6df7650-b291-4da8-8a53-2587591afb8f)

Energysage. 2017. Amerisolar AS-6P30-270 270 Watt Solar Panels. Luettu 18.12.2017.  
<https://www.energysage.com/panels/Amerisolar/AS-6P30-270/>

Erat B., Erkkilä V., Nyman C., Peippo K., Peltola S., Suokivi H. 2008. Aurinko-opas: aurinkoenergiaa rakennuksiin. Porvoo: Painoyhtymä. Luettu 10.11.2017.

Aurinkopaneelin maastoasennusteline kolmelle paneelille. 2017. Luettu 18.12.2017.  
<https://www.erikoistekniikka.fi/aurinkoenergia/tuote/aurinkopaneelin-maastoasennusteline-kolmelle-paneelille/7034010360/>

Invertteri-laturi 3000W Victron Energy MultiPlus. 2017. Luettu 22.11.2017.  
<https://www.erikoistekniikka.fi/ajoneuvojen-lisavarusteet/tuote/invertteri-laturi-3000w-victron-energy-multiplus/5006010240/>

European Comission. 2012. Photovoltaic Geographical Information System, PVGIS. Luettu 22.11.2017.  
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=en&map=europe>

Sähkömarkkinalaki 588/2013. Luettu 10.11.2017.  
<http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588>

Maankäyttö- ja rakennuslaki 5.2.1999/132. Luettu 10.11.2017.  
<http://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/1999/19990132#L5P35>

Harsio P. 2005. Aleneman laskeminen. Luettu 15.12.2017.  
<http://www2.amk.fi/digma.fi/www.amk.fi/opintojak-sot/030503/1132057231100/1132058059176/1132059476614/1133272908995.html>

Hartikainen P. 2006. Särkisalo, rantayleiskaava. Helsinki: Karttaako Oy. Luettu 10.11.2017.  
<http://www.salo.fi/attachements/2013-11-05T10-44-52188.pdf>

Aurinkoenergia - Virtaa auringosta 2017. Luettu 18.12.2017.  
<https://www.hongkong.fi/fi/info/vinkit-aurinkoenergia.html>



Käpylento J. 2016. Auringosta sähköt kotiin, kerrostaloon ja yritykseen. Viro: Print Best. Luettu 10.11.2017.

Lehto I., Liuksiala L., Lähde P., Olenius M., Orrberg M., Ylinen M. 2017. Aurinkosähköjärjestelmien suunnittelu ja toteutus. Tampere: Grano Oy. Luettu 10.11.2017.

Paikkatietoikkuna. 2017. Kiinteistön rajat. Luettu 1.11.2017  
<https://kartta.paikkatietoikkuna.fi/?lang=fi>

Simola L. 2016. Sähkönjakeluverkon verkkokomponentit ja yksikköhinnat 2016-2023. Luettu 18.12.2017.  
<https://www.energiavirasto.fi/web/guest/verkkokomponentit-ja-yksikkohinnat-2016-2023>

Suomen standardisoimisliitto, Suomen sähköteknillinen standardisoimisyhdistys SESKO. 2012. Sähköasennukset: Osa 1, SFS 6000 Pienjännitesähköasennukset. Helsinki: Suomen standardisoimisliitto 2012.

Rolls Akut isoihin järjestelmiin. 2017. Luettu 22.11.2017 (kuva 17)  
<http://www.swenergia.fi/mokkilaiset/energia-aurinkojarjestelmat/aurinkopaneelijarjestelman-akut/rolls-s-550-554-ah-6v.html>

Victron MPPT 100/50 älykäs paneelisäädin. 2017. Luettu 22.11.2017 (kuva 18)  
<http://www.swenergia.fi/mokkilaiset/energia-aurinkojarjestelmat/aurinkopaneelisaatimet/victron-mppt-10050-alykas-paneelisaadin.html>

Tiainen E. 2006. Sähköasennukset 1. Tampere: Tammer-paino. Luettu 10.11.2017

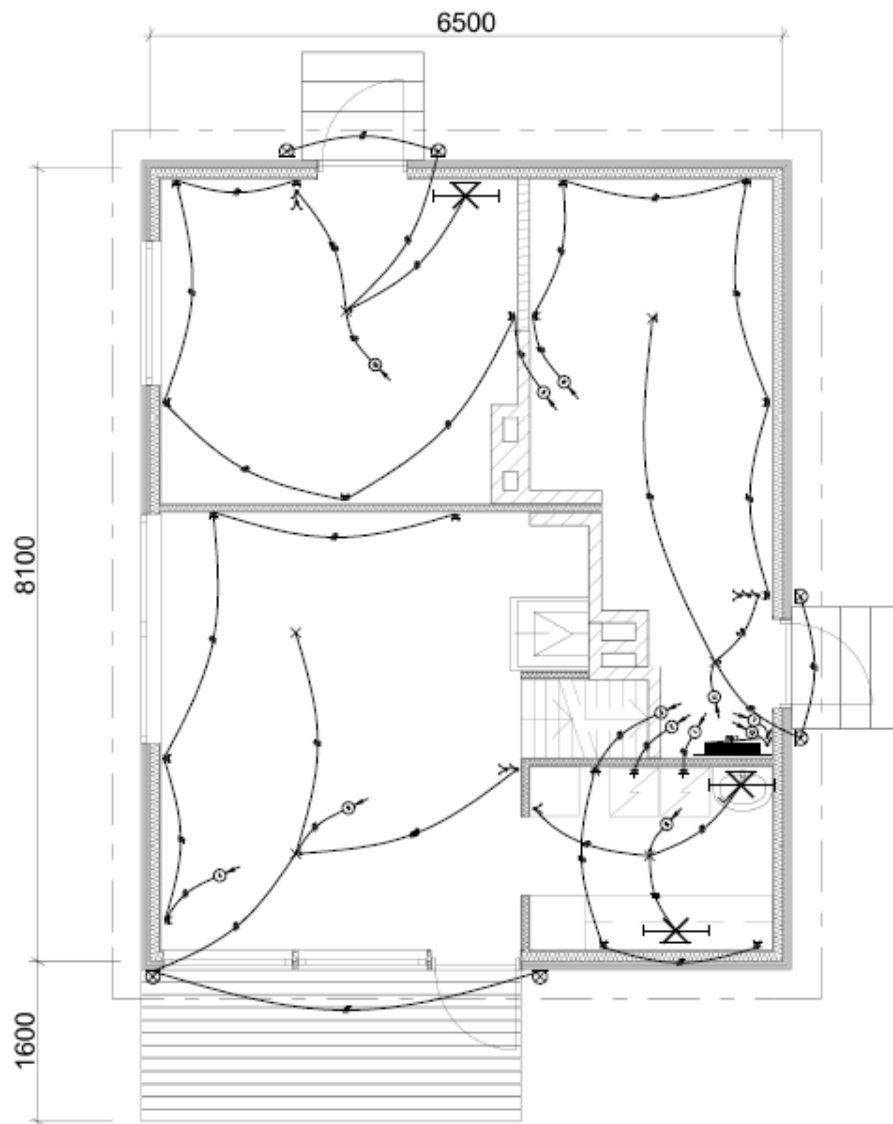
Tiainen E. 2015. Pienjännitesähkölaitteiston mitoitus. Helsinki: Painokurki Oy. Luettu 10.11.2017

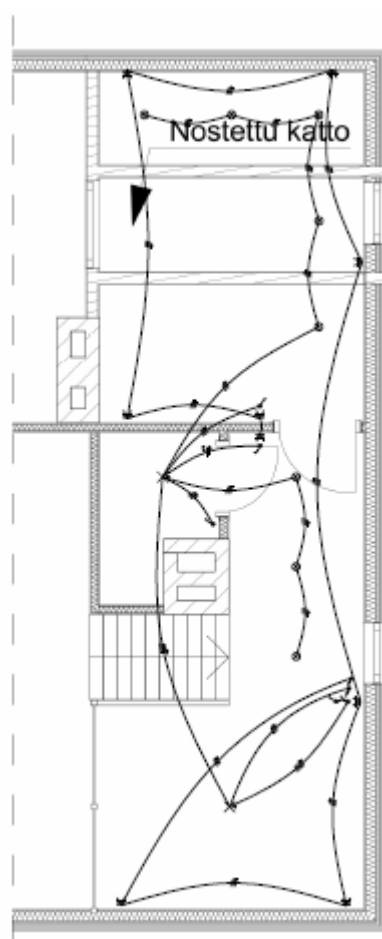
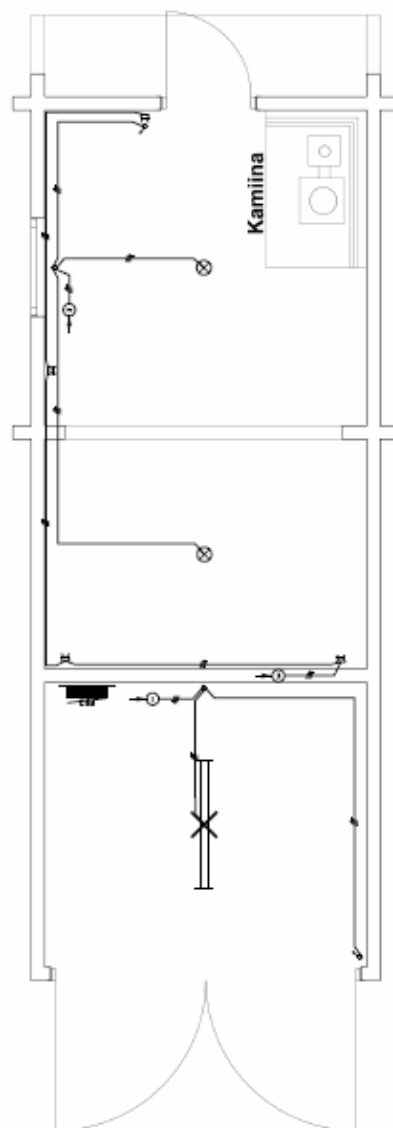
Tilastokeskus. 2016. Kesämökit 2016. Luettu 10.11.2017.  
[http://www.stat.fi/til/rakke/2016/rakke\\_2016\\_2017-05-24\\_kat\\_001\\_fi.html](http://www.stat.fi/til/rakke/2016/rakke_2016_2017-05-24_kat_001_fi.html)

# LIITTEET

Liite 1. Kiinteistön tasokuvat

1 (2)



**PARVI**

## Liite 2. Valaisinluettelo ja arvioidut käyttöajat

Valaisinluettelo					
Osa-alue	Valaisin	kpl	Teho (W)	Käyttöaika (h)	Kulutus (Wh)
Olohuone	led-riippuvalaisin 4x6W	1	24	3	72
	led-riippuvalaisin 10x3,3 W	1	33	3	99
	led-ulkoseinavalaisin 2x3,7W	2	14,8	3	44,4
keittiö	led-profiili 29W	1	29	2	58
	led-plafondi 22W	1	22	0,5	11
	led-seinavalaisin 4x6W	1	24	0,5	12
Makuuhuone 1	led-kattospotti 3x6W	1	18	1	18
	led-seinavalaisin	1	24	0,5	12
	led-ulkoseinavalaisin 2x3,7W	2	14,8	3	44,4
Makuuhuone 2	led-plafondi 22W	1	22	1	22
	led-kattospotti 3x6W	1	18	0,5	9
	led-ulkoseinavalaisin 2x3,7W	2	14,8	3	44,4
Yläkerta + makuuhuone 3	led-allasvalo 6W	8	48	1,5	72
	led-plafondi 21W	2	42	0,5	21
Venevaja	led-kattospotti 3x6W	2	36	0,8	28,8
	yleis-tyopistevalaisin 15W	1	15	0,25	3,75
	led-ulkoseinavalaisin 2x3,7W	2	14,8	3	44,4
Sauna	saunavalaisin 30W	1	30	2	60
	led-kattovalaisin 18W	1	18	2	36
	led-ulkoseinavalaisin 2x3,7W	2	14,8	2	29,6
Summa			477		741,75

Liite 3. Suunnitelma 1, energiaviraston yksikköhinnat ja rakennuskustannukset (Simola L. 2016).

Vyöhykkeen 3 liittymien rakentamiskustannusten tarjouslaskelma

**MUOKKAUS SALLITTU AINOASTAAN  
KELTAISEKSI VÄRJÄTYISSÄ SOLUISSA!**

sisällä verkon kehittämisen kustannuksella).

Yksikköhinnat perustuvat uudisrakentamisen osalta EMV:n julkaisemien vuoden 2016 hintoihin.

Alv: 24 %

Laskelman laatija:	Janne Brellin
Päiväys:	6.11.2017
Kohde:	Leppäkarli

Kustannukset	alv 24 %	46 563
Yhteensä:	alv 0 %	37 551

Verottomat hinnat		Verolliset hinnat	
Yhteensä	€/liittymä	Yhteensä	€/liittymä
37 551	12 517	46 563	15 521
0	#JAKO/01	0	#JAKO/01

Uusien liittymien määrä **3**  
Verkkoon liitettävien vanhojen liittymien määrä

Uusilta liittyjiltä perittävät kustannukset  
Vanhojen liittymien osuus kustannuksissa

			Kaikki liittymät osallistuvat		Vain uudet V3 liittymät osallistuvat		Vain vanhat liittymät osallistuvat		Yhteensä
			määrä	€	määrä	€	määrä	€	€
0,4 kV maakaapelit (asennus)			Yksikkö-	Yksikkö					
			hinta €						
Maakaapeli 25 mm2 tai alle	8 500	km		0		0		0	0
Maakaapeli 35 mm2	9 100	km		0		0		0	0
Maakaapeli 50 mm2	10 000	km		0		0		0	0
Maakaapeli 70 mm2	10 900	km		0		0		0	0
Maakaapeli 95 mm2	12 100	km		0		0		0	0
Maakaapeli 120 mm2	14 300	km		0		0		0	0
Maakaapeli 150 mm2	16 500	km		0	0,116	1 914		0	1 914
Maakaapeli 185 mm2	18 100	km		0		0		0	0
Maakaapeli 240 mm2	20 300	km		0		0		0	0
Maakaapeli 300 mm2	25 500	km		0		0		0	0
Vesistökaapeli 35 mm2 tai alle	12 500	km		0		0		0	0
Vesistökaapeli 50 – 70 mm2	13 700	km		0	0,340	4 658		0	4 658
Vesistökaapeli 95 – 120 mm2	22 600	km		0		0		0	0
Vesistökaapeli 150 mm2 tai yli	28 400	km		0	0,830	23 572		0	23 572
0,4 ja 20 kV maakaapelit (kalvu)			Yksikkö-	Yksikkö					
			hinta €						
Maakaapelloja – helppo	10 700	km		0		0		0	0
Maakaapelloja – tavallinen	24 200	km		0	0,116	2 807		0	2 807
Maakaapelloja – valkea	77 200	km		0		0		0	0
Maakaapelloja – erittäin valkea	151 200	km		0		0		0	0
Jakokaapit ja jonovarokeytykimet			Yksikkö-	Yksikkö					
			hinta €						
0,4 kV talovarokeytelo	320	kpl		0		0		0	0
0,4 kV haarotuskaapeli	670	kpl		0		0		0	0
0,4 kV kaapeli-jakokaapeli: enintään 400 A	1 400	kpl		0	2	2 800		0	2 800
0,4 kV kaapeli-jakokaapeli: vähintään 630 A	1 800	kpl		0		0		0	0
0,4 kV jonovarokeytykin: enintään 160 A	300	kpl		0	6	1 800		0	1 800
0,4 kV jonovarokeytykin: 250 - 400 A	450	kpl		0		0		0	0
0,4 kV jonovarokeytykin: 630 A	670	kpl		0		0		0	0
20 kV haarotuskaapeli	3 400	kpl		0		0		0	0
			Yhteensä	0,00	Yhteensä	37 551,20	Yhteensä	0,00	37 551,20

Liite 4. Suunnitelma 2, energiaviraston yksikköhinnat ja rakennuskustannukset (Simola L. 2016).

Vyöhykkeen 3 liittyvien rakentamiskustannusten tarjouslaskelma

**MUOKKAUS SALLITTU AINOASTAAN  
KELTAISEKSI VÄRJÄTYISSÄ SOLUISSA!**

verkon kehittämisen kustannuksia).

Yksikköhinnat perustuvat uudisrakentamisen osalta EMV:n julkaisemien vuoden 2016 hintoihin.

Alv: 24 %

Laskelman laatija: Janne Brellin  
Päiväys: 6.11.2017  
Kohde: Leppäkarli

Kustannukset alv 24 % 49 875  
Yhteensä: alv 0 % 40 222

Uusien liittymien määrä 3  
Verkkoon liitettävien vanhojen liittymien määrä 1

Uusilta liittyjiltä perittävät kustannukset  
Vanhojen liittymien osuus kustannuksiin

Verottomat hinnat		Verolliset hinnat	
Yhteensä	€/liittymä	Yhteensä	€/liittymä
30 167	10 056	37 406	12 469
10 056	10 056	12 469	12 469

			Kaikki liittymät osallistuvat		Vain uudet V3 liittymät osallistuvat		Vain vanhat liittymät osallistuvat		Yhteensä
			määrä	€	määrä	€	määrä	€	
0,4 kV maakaapelit (asennus)			Yksikkö-hinta €	Yksikkö					
Maakaapeli 25 mm2 tai alle	8 500	km	0,050	425	0	0	0	0	425
Maakaapeli 35 mm2	9 100	km		0	0	0	0	0	0
Maakaapeli 50 mm2	10 000	km		0	0	0	0	0	0
Maakaapeli 70 mm2	10 900	km		0	0	0	0	0	0
Maakaapeli 95 mm2	12 100	km		0	0	0	0	0	0
Maakaapeli 120 mm2	14 300	km		0	0	0	0	0	0
Maakaapeli 150 mm2	16 500	km		0	0	0	0	0	0
Maakaapeli 185 mm2	18 100	km		0	0	0	0	0	0
Maakaapeli 240 mm2	20 300	km	0,150	3 045	0	0	0	0	3 045
Maakaapeli 300 mm2	25 500	km		0	0	0	0	0	0
Vesistökaapeli 35 mm2 tai alle	12 500	km		0	0	0	0	0	0
Vesistökaapeli 50 – 70 mm2	13 700	km		0	0	0	0	0	0
Vesistökaapeli 95 – 120 mm2	22 600	km	0,570	12 882	0	0	0	0	12 882
Vesistökaapeli 150 mm2 tai yli	26 400	km	0,600	17 040	0	0	0	0	17 040
0,4 ja 20 kV maakaapelit (kalvu)			Yksikkö-hinta €	Yksikkö					
Maakaapelioja – helppo	10 700	km		0	0	0	0	0	0
Maakaapelioja – tavallinen	24 200	km	0,150	3 630	0	0	0	0	3 630
Maakaapelioja – valkea	77 200	km		0	0	0	0	0	0
Maakaapelioja – erttään valkea	151 200	km		0	0	0	0	0	0
Jakokaapit ja jonovarokeytkimet			Yksikkö-hinta €	Yksikkö					
0,4 kV talovarokeytkin	320	kpl		0	0	0	0	0	0
0,4 kV haaroituskaapeli	670	kpl		0	0	0	0	0	0
0,4 kV kaapelijakokaapeli: enintään 400 A	1 400	kpl	1	1 400	0	0	0	0	1 400
0,4 kV kaapelijakokaapeli: vähintään 630 A	1 800	kpl		0	0	0	0	0	0
0,4 kV jonovarokeytkin: enintään 160 A	300	kpl	6	1 800	0	0	0	0	1 800
0,4 kV jonovarokeytkin: 250 - 400 A	450	kpl		0	0	0	0	0	0
0,4 kV jonovarokeytkin: 630 A	670	kpl		0	0	0	0	0	0
20 kV haaroituskaapeli	3 400	kpl		0	0	0	0	0	0
Yhteensä				40 222,00	Yhteensä	0,00	Yhteensä	0,00	40 222,00

Liite 5. Photovoltaic Geographical Information System. (European Comission. 2012).

NEW: PVGIS 5 release candidate. Read about it [here](#) and try it out!

**PV Estimation** | Monthly radiation | Daily radiation | Stand-alone PV

### Performance of Grid-connected PV

Radiation database: Classic PVGIS [\[What is this?\]](#)

PV technology: Crystalline silicon **Paneelityyppi**

Installed peak PV power: 1.4 kWp **Paneeliston huipputeho**

Estimated system losses [0;100]: 14 %

**Fixed mounting options:**

Mounting position: Free-standing **Asennustapa**

Slope [0;90]: 35 ° **Asennuskulma** ☒ Optimize slope

Azimuth [-180;180]: 30 ° **Ätsimuuttikulma** ☒ Also optimize azimuth

(Azimuth angle from -180 to 180, East=-90, South=0)

**Tracking options:**

☐ Vertical axis Slope [0;90]: 0 ° ☐ Optimize

☐ Inclined axis Slope [0;90]: 0 ° ☐ Optimize

☐ 2-axis tracking

Horizon file: Selaa... Ei välttävää tiedostoa.

**Output options**

☒ Show graphs ☐ Show horizon

☐ Web page ☐ Text file ☒ PDF

**Calculate** [\[help\]](#)